



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERÍA Y COMPUTACIÓN**

**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE ESTADO ESTABLE EN
SISTEMAS DE POTENCIA APLICANDO LAS HERRAMIENTAS
COMPUTACIONALES: ANAREDE Y PACDYN”**

TESIS DE GRADO

Previa a la Obtención del Título de

INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

Especialidad POTENCIA

PRESENTADA POR

**YURI EDUARDO ZAMBRANO LUCAS
GALO MAURICIO LLERENA NÚÑEZ**

**DIRECTOR DE TESIS
ING. JOSE LAYANA CHANCAY**

GUAYAQUIL - ECUADOR

1997

AGRADECIMIENTO

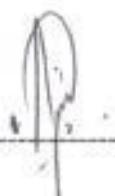
Al ING. MARCELOS GROETAERS
por su colaboración en la realización
de ésta tesis.

Al ING. JOSE LAYANA CHANCAY
Director de Tesis, por su ayuda
y colaboración para la realización
de éste trabajo.

DEDICATORIA

A NUESTROS PADRES

A NUESTROS HERMANOS



ING. ARMANDO ALTAMIRANO CH.

PRESIDENTE DEL TRIBUNAL



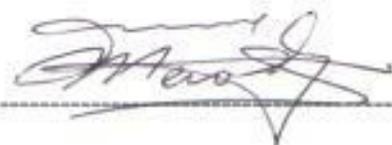
ING. JOSÉ LAYANA CH.

DIRECTOR DE TESIS



ING. JORGE FLORES

MIEMBRO DEL TRIBUNAL



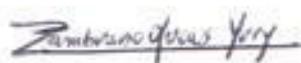
DR. CRISTOBAL MERA G.

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en ésta tesis, nos corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)



Yury Eduardo Zambrano Lucas



Galo Mauricio Llerena Núñez

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es el de analizar el desempeño dinámico de un sistema de potencia desde el punto de vista de la estabilidad de estado estable, aplicando las herramientas computacionales ANAREDE y PACDYN. Este informe también tiene como finalidad facilitar al usuario el manejo de los programas ANAREDE y PACDYN de tal modo que pueda aplicar éstas herramientas computacionales en futuros estudios de estabilidad de estado estable en los sistemas eléctricos de potencia.

El programa de análisis de redes eléctricas (ANAREDE) es utilizado en este trabajo solamente para correr flujos de potencia y para la determinación de las condiciones operativas del sistema bajo condiciones definidas de carga, generación y ciertas restricciones operacionales.

Una vez determinado los puntos operativos del sistema eléctrico de potencia simulado aplicamos el programa PACDYN para realizar el análisis de estabilidad de estado estable del sistema.

Para mayor facilidad se ha dividido el presente informe en cuatro capítulos:

El capítulo primero presenta una introducción general al problema de estabilidad incluyendo conceptos básicos, clasificación, y definición de términos relacionados.

El segundo capítulo describe las características y funcionamiento de los elementos que intervienen en un estudio de estabilidad, se presenta un análisis teórico de la estabilidad de estado estable, se ilustra las características de los problemas de estabilidad de pequeñas perturbaciones y se identifica los factores que influyen en ellos. Además se muestra los diferentes modelos matemáticos por los que se puede representar las máquinas sincrónicas y sistemas de excitación para los estudios de estabilidad, y la forma como se puede mejorar la estabilidad del sistema en casos críticos de oscilación.

En el capítulo tercero se muestran las funciones y características de los programas: PACDYN y ANAREDE. Se presenta los formatos de registro para el ingreso de los datos de los elementos del sistema para ambos programas, así también se muestra como se debe ingresar los datos para los diferentes modelos de representación de las máquinas sincrónicas y sistemas de excitación que posee el programa PACDYN.

En el capítulo cuarto se presenta la aplicación de los programas ANAREDE y PACDYN a un sistema eléctrico de potencia, en éste caso el sistema nacional interconectado - SNI -. En éste capítulo se muestra un flujo de potencia del SNI en demanda máxima para el año 1997 que se utilizó para la determinación de las condiciones iniciales de operación del sistema. Además, se incluye los archivos de datos de los componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas cuando son representadas por los modelos clásico, completo sin reguladores y completo con reguladores de tensión representados. Se presenta también el cálculo de los valores y vectores característicos para la determinación de la estabilidad del sistema considerando la representación de las máquinas sincrónicas por medio de los modelos antes mencionados, así mismo se determinan los modos de oscilación electromecánicos del sistema y las estrategias de operación y optimización de controles para lograr un mejoramiento de la amortiguación de los modos críticos de oscilación.

Como parte final de éste informe se enuncian algunas conclusiones y recomendaciones para quienes sean usuarios de ésta aplicación.

INDICE GENERAL

	Págs.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	XIII
INDICE DE TABLAS	XV
INTRODUCCIÓN	1
I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA	3
1.1 El fenómeno estabilidad	3
1.2 Clasificación de la estabilidad	4
1.2.1 Estabilidad del ángulo del rotor	5
a) Estabilidad de estado estable	5
b) Estabilidad transitoria	6
1.2.2 Estabilidad del voltaje	9
a) Para grandes disturbios	9
b) Para pequeños disturbios	10
1.2.3 Estabilidad de mediano y largo término	10
1.3. Importancia de los estudios de estabilidad en los análisis de los sistemas de potencia.....	12
II. ANALISIS DE LA ESTABILIDAD DE UN SISTEMA DE POTENCIA	13
2.1. Elementos que intervienen en un estudio de estabilidad	14
2.1.1 Máquina sincrónica	14
2.1.2 Excitación de la máquina sincrónica	17
a) Tipos de sistemas de excitación	19
2.2. Análisis teórico de la estabilidad de estado estable	20
2.2.1. Características de los problemas de estabilidad de estado estable	22
a) Problemas locales	22
b) Problemas globales	23

	Págs.
2.3. Conceptos fundamentales de la estabilidad de los sistemas dinámicos	24
2.3.1. Representación espacio-estado	24
2.4. Propiedades de la matriz estado	26
2.4.1. Valores característicos	26
2.4.2. Vectores característicos	27
2.4.3. Cálculo de los valores y vectores característicos	28
2.4.4. Residuos de la función de transferencia	28
2.4.5. Respuesta de frecuencia de la función de transferencia	30
2.5. Circuito equivalente de la máquina síncrona para estudios de estabilidad	34
2.6. Representación de la máquina síncrona para análisis de estabilidad	35
2.6.1. Análisis de estabilidad cuando el generador está representado por el modelo clásico (MODELO 1)	37
Problema ejemplo en el que se analiza la estabilidad de estado estable de un sistema de potencia cuyas máquinas están representadas por el modelo clásico	42
2.7. Sistemas de excitación de una máquina síncrona para un estudio de estabilidad	47
2.7.1. Análisis teórico	47
2.7.2. Comportamiento del sistema de excitación en estudios de estabilidad de estado estable	49
2.7.3. Elementos de un sistema de excitación	50
2.7.4. Modelos matemáticos utilizados para la representación de los sistemas de excitación	52
2.8. Mejoramiento de la estabilidad de pequeñas perturbaciones	53
2.8.1. Definición de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS)	53
2.8.2. Diseño de control de excitación	55
a) Ganancia de excitación	55
b) Compensación de adelanto de fase	56
c) Señal washout (hundimiento) de estabilización	56
d) Ganancia estabilizadora	57
e) Límites estabilizadores	57
f) Chequeo en el ajuste seleccionado	57

Problema ejemplo en el que se analiza la estabilidad de estado estable de un sistema de potencia considerando los efectos dinámicos del circuito de campo del generador , sistemas de excitación y estabilizadores	58
III. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES	66
3.1.- Descripción del programa de análisis de redes - ANAREDE	66
3.1.1.- Programa de flujo de potencia	67
a) Función del programa	67
b) Métodos iterativos utilizados para la resolución de las ecuaciones de flujo de potencia	67
c) Representación de los elementos del sistema	68
d) Datos de entrada	70
e) Controles y solución con ajustes	70
f) Convergencia de la solución	72
g) Formatos de registros de los datos de entrada para el programa de flujo de potencia	74
3.1.2. Ejecución del programa de flujo de potencia	95
3.2.- Descripción del programa de análisis de estabilidad de estado estable - PACDYN	102
3.2.1.-Características del programa	102
a) Archivos de datos de entrada	102
b) Capacidad del programa	103
3.2.2.- Modelos de representación de los sistemas de potencia	104
a) Modelos de representación de la máquina síncrona	105
b) Modelos de representación de los sistemas de excitación	107
c) Controladores definidos por el usuario (CDU's)	109
d) Señales adicionales de estabilización	114
3.2.3.- Preparación de los datos	115
a) Archivo de datos de los componentes dinámicos	117
b) Formato de registro de identificación del sistema	118

	Págs.
c) Formato de registro de los datos del sistema	118
d) Formato de registro de los datos de los parámetros de las máquinas síncronas	119
e) Formato de registro de los datos de los parámetros de los sistemas de excitación	120
f) Formato de registro de los datos de la señal estabilizadora	126
3.2.4.- Ejecución del programa	130

IV. APLICACIÓN DE LOS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES

ANAREDE Y PACDYN	135
4.1. Análisis de la situación actual del sistema nacional interconectado (SNI)	135
4.1.1. Características generales del SNI	135
a) Características de las cargas	135
b) Capacidad de las centrales de generación del SNI	136
c) Datos de las subestaciones de transformación	136
d) Características de las líneas de transmisión	136
4.1.2. Condiciones recomendables para la operación	137
4.1.3. Análisis de los resultados	138
4.2. Análisis de estabilidad de estado estable del sistema nacional interconectado (SNI)	143
4.2.1. Máquinas consideradas para el análisis de estabilidad del SNI	143
4.2.2. Representación de las máquinas síncronas por el modelo clásico	144
4.2.3. Representación de las máquinas síncronas por el modelo completo	146
4.2.4. Representación del regulador de tensión de las máquinas síncronas por el modelo 1 de la IEEE	147
4.2.5. Cálculo de los valores y vectores característicos del sistema conside- rando las máquinas representadas por los modelos clásico, completo sin reguladores y completo con reguladores de tensión	153
4.2.6. Diseño de la señal estabilizadora	159

4.2.7. Análisis de los resultados	165
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	169
APÉNDICES	196
A. Archivo de datos para el programa de flujo de carga (ANAREDE)	197
B. Archivo de resultados del flujo de carga del SNI en demanda máxima	201
C. Diagrama unifilar del SNI en demanda máxima para el año de 1997	214
D. Archivo de datos de los componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas cuando están representadas por el modelo clásico	216
E. Archivo de datos de los componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas cuando están representadas por el modelo completo	218
F. Archivo de datos de los componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas cuando están representadas por el modelo completo y con los reguladores de tensión representados por el modelo 1 de la IEEE	221
G. Archivo de datos de las máquinas sincrónicas cuando están representadas por el modelo completo y con los reguladores de tensión descritos a través de bloques CDU's	224
H. Archivo de datos de las máquinas sincrónicas cuando están representadas por el modelo completo , con los reguladores de tensión y señales estabilizadoras representados.	230
I. Archivo de resultados para el modelo clásico	233
J. Archivo de resultados para el modelo completo	243
K. Archivo de resultados para el modelo completo con los reguladores de tensión representados por el modelo 1 de la IEEE	256
L. Archivo de resultados para el modelo completo con reguladores y señales estabilizadoras representadas	283
BIBLIOGRAFÍA	295

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia han sufrido de una variedad de problemas operacionales debido a la inestabilidad o al bajo amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas. Los factores que contribuyen a éstos problemas son la topología del sistema, condiciones de carga pesada y amortiguamientos negativos introducidos por sistemas de excitación y otra clase de controladores.

Un sistema con bajo amortiguamiento, aunque sea estable, no puede ser aceptado porque los disturbios se mantendrían en constante oscilación, resultando una pobre calidad del suministro de energía entregada. Un análisis correcto de las oscilaciones electromecánicas amortiguadas requieren de modelos detallados de máquinas sincrónicas, controladores y otros componentes dinámicos (cargas no lineales, enlaces HVDC) asociados con sofisticados métodos de análisis y programas digitales.

La manera más económica y efectiva para controlar las oscilaciones electromecánicas de bajo amortiguamiento es a través de señales estabilizadoras añadidas al sistema de excitación del generador o a los controladores de enlaces HVDC. Estas señales pueden ser derivadas de algunas variables en el sistema. Es necesario que éstas señales estabilizadoras tengan sus parámetros acordes y deben ser instalados en puntos estratégicos donde su acción puede ser más efectiva para el control de amortiguamiento de la oscilación.

El análisis de los problemas relacionados a oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia está basado en la linealización de un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas alrededor de un punto operativo del sistema. Este análisis, aunque es solamente válido para incremento de variaciones alrededor del punto operativo considerado, es de gran valor práctico y toma ventaja de las teorías de álgebra lineal y sistemas de control sólidamente establecidas.

En los últimos años se han desarrollado muchos programas computacionales que permiten analizar el problema del bajo amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas. Una de las empresas que ha estado trabajando en la elaboración de éste tipo de programas es CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Eléctrica del Brasil). CEPEL desarrolló una serie de metodologías en el área de estabilidad de pequeñas perturbaciones. Estas metodologías están ahora completamente integradas en un programa llamado PACDYN. El programa PACDYN es un paquete sencillo de metodologías utilizadas para analizar la estabilidad de pequeños disturbios de un sistema de potencia AC/DC de gran escala.

El programa PACDYN puede ser utilizado efectivamente en las siguientes aplicaciones relacionadas a la estabilidad de pequeñas perturbaciones:

- En la determinación de los generadores más adecuados en el sistema para colocar los estabilizadores de sistemas de potencia.
- En la identificación de los controladores del sistema (AVR, PSS, SVC, enlaces HVDC) cuyo caso base es perjudicial para el amortiguamiento de la oscilación.
- En la determinación de las barras más adecuadas en el sistema para colocar compensadores estáticos para amortiguar las oscilaciones del sistema o para prevenir la inestabilidad del voltaje.
- En el diseño de controladores (AVR, PSS, SVC, HVDC) considerando un modelo completo o simplificado para el sistema de gran escala.
- En la selección de lazos de control y combinación de señales más adecuadas para la estabilización del sistema de potencia.
- En el análisis del impacto de carga modelada en los problemas de estabilidad de voltaje y electromecánica.

El programa posee una tecnología muy avanzada ya que permite al usuario correr una función y moverse a otra durante la misma sesión del programa. El usuario puede escoger la siguiente función a ser ejecutadas entre los varios métodos disponibles para el análisis de frecuencia dominante, muestras de gráficos de salida, y cambios de parámetros de los componentes dinámicos. Estas características aseguran una alta productividad en los estudios de Ingeniería.

Dada la gran utilidad de este programa en el análisis de estabilidad de los sistemas de potencia, hemos realizado el presente informe en el que aplicamos esta herramienta computacional para analizar desde el punto de vista de la estabilidad de estado estable el desempeño dinámico de un sistema eléctrico de potencia.

El análisis de estabilidad lo realizamos para diferentes puntos operativos del sistema, diversos modelos de representación de las máquinas sincrónicas, reguladores de tensión, y otros componentes que influyen en el desempeño dinámico del sistema. Con la ayuda de las diversas funciones disponibles en el programa calculamos los valores y vectores característicos del sistema determinando los modos de oscilación electromecánicos del sistema, y definimos estrategias de operación y optimización de controles para garantizar o mejorar el amortiguamiento de los modos críticos de oscilación.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA.

1.1. El fenómeno estabilidad

A medida que han ido aumentando los sistemas eléctricos de potencia por el incremento de la demanda del servicio, ha surgido como un reto para las empresas que manejan el suministro de energía eléctrica el proporcionar un servicio continuo y de gran confiabilidad. Estas dos condiciones están íntimamente relacionadas con el hecho de que al ocurrir cualquier tipo de disturbio en el sistema, éste responda de tal manera que el usuario no se vea privado del fluido eléctrico. Un tipo de perturbación que afecta la continuidad y confiabilidad de los sistemas es la inestabilidad que se pueda producir en los mismos, por lo que es necesario diseñar y construir sistemas que sean estables.

El análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia determina la capacidad de todas las máquinas de permanecer en sincronismo sin demasiadas oscilaciones. El mecanismo por el cual las máquinas sincrónicas interconectadas se mantienen en sincronismo con otras es a través del restablecimiento de fuerzas, las cuales actúan siempre que hayan esfuerzos tendientes a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a otras. Bajo condiciones de estado estable, hay equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada máquina, mientras que la velocidad permanece constante. Si el sistema tiene perturbaciones se altera el equilibrio, lo que da como resultado la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes de movimiento de un cuerpo rotacional. Si un generador temporalmente marcha más rápido que otro la posición angular de su rotor aumentará con respecto a la máquina más lenta. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina más lenta a la máquina más rápida, dependiendo de la relación potencia-ángulo entre ellas. Más allá de cierto límite, un incremento en la separación angular es acompañada por un decrecimiento en la transferencia de potencia; esto incrementa más la separación angular y conduce a la inestabilidad. Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema dependerá de que si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores resulten o no en suficiente torque restaurador.

Cuando una máquina síncrona pierde sincronismo o sale fuera de paso con el resto del sistema, su rotor gira a una mayor o menor velocidad respecto a la velocidad síncrona; por lo que se requiere generar voltaje a la frecuencia del sistema. La combinación entre el campo rotacional del estator y el campo del rotor resulta en grandes fluctuaciones en la potencia de salida de la máquina, corriente y voltaje; esto causa el aislamiento de la máquina inestable del sistema.

La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas. En el último de los casos el sincronismo se puede mantener dentro de cada grupo después de que haya sido separados de los otros. En los sistemas eléctricos de potencia, la variación en el torque eléctrico de una máquina síncrona debido a una perturbación puede ser resuelta en 2 componentes:

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_d \Delta \omega$$

donde $T_s \Delta \delta$ es la componente de cambio en el torque en fase con la variación del ángulo de rotor $\Delta \delta$ y es denominado como la componente de torque sincronizante, y T_s es el coeficiente de torque sincronizante. Mientras que $T_d \Delta \omega$ es la componente de torque en fase con la variación de velocidad $\Delta \omega$ y es denominado como la componente de torque de amortiguamiento, donde T_d es el coeficiente de torque amortiguado.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambas componentes de torque para cada una de las máquinas síncronas. La falta de suficiente torque sincronizante resulta en la inestabilidad a causa de fluctuaciones no periódicas del ángulo del rotor. Por otro lado, la falta de suficiente torque amortiguado propende al inicio de una inestabilidad oscilatoria.

1.2. Clasificación de la estabilidad

La identificación de factores esenciales que contribuyan a la inestabilidad y la determinación de métodos de control de la estabilidad se facilitan enormemente al realizar una clasificación en categorías apropiadas. Estas categorías están basadas en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante
- El tamaño del disturbio considerado

- Los métodos, procesos e instantes de tiempo que deben ser tomados en consideración para determinar la estabilidad del sistema
- El método más apropiado de cálculo y predicción de la estabilidad.

La figura 1.1 nos da una muestra del problema de estabilidad de los sistemas de potencia, identificando sus clases y subclases en términos de categorías que describiremos a continuación.

La estabilidad de un sistema de potencia se puede definir como la propiedad de un sistema de potencia de mantenerse en un estado operativo de equilibrio bajo condiciones de operación normal y de recobrar un aceptable estado de equilibrio luego de estar expuesto a un disturbio. Para facilitar el estudio de la estabilidad se la puede dividir en tres categorías:

1) Estabilidad del ángulo del rotor, 2) Estabilidad del voltaje, y 3) Estabilidad de mediano y largo término.

1.2.1. La estabilidad del ángulo del rotor

Es la habilidad de interconectar máquinas sincrónicas de un sistema de potencia para mantenerse en sincronismo. Este tipo de estabilidad se la puede dividir en dos categorías:

a) Estabilidad de estado estable o estabilidad de pequeños disturbios y, b) Estabilidad transitoria o estabilidad de grandes disturbios

a) Estabilidad de estado estable -

Es la propiedad del sistema de mantenerse en sincronismo cuando ocurren disturbios de pequeña amplitud. Esos disturbios deben ocurrir de forma lenta de modo que se pueda considerar que el sistema opera en un régimen permanente.

En sistemas muy extensos, la estabilidad de estado estable dependerá, entre otros factores de los niveles de transmisión (voltaje de transmisión), de la capacidad de generación y de la efectividad de los dispositivos automáticos de control, particularmente de los reguladores automáticos de voltaje.

Este tipo de estabilidad está relacionada con variaciones pequeñas en la carga o en la generación del sistema. Así, cuando ocurre un cambio en la carga de un generador sincrónico, se produce un avance o un retardo en el valor del ángulo del rotor de la

máquina con respecto a su valor inicial. Estas variaciones a partir de la condición de equilibrio continuarán, pudiendo dichas oscilaciones disminuir hasta lograr una posición correcta para la nueva condición de carga. Cuando el rotor logra ésta posición con unas pocas oscilaciones, el sistema es estable y se dice que las oscilaciones son altamente amortiguadas.

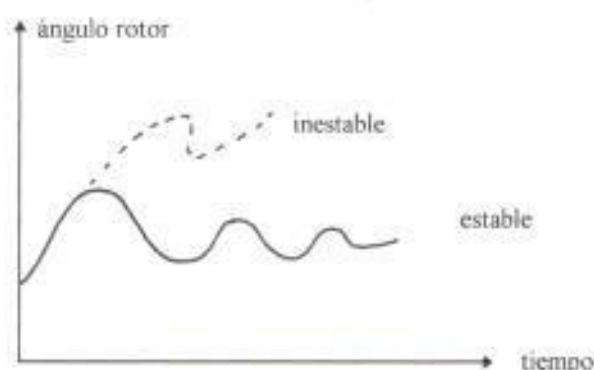


Figura 1.1

Diagrama ángulo-tiempo para la estabilidad de estado estable

Las condiciones de cambio que se tratan en la estabilidad de estado estable están ocurriendo siempre en un sistema eléctrico, ya que en todo momento estarán entrando o saliendo cargas, por lo cual todos los generadores en un sistema interconectado deberán estar reajustando su entrada de energía, su valor del ángulo del rotor y su excitación para de ésta forma mantener las condiciones de operación correctas.

b) Estabilidad transitoria

Es la propiedad del sistema de mantenerse en sincronismo cuando ocurren grandes disturbios o impactos. De modo evidente la estabilidad transitoria es función del tipo y de la duración del impacto. Disturbios de varios grados de severidad pueden ocurrir en el sistema. El sistema, sin embargo es diseñado y operado para ser estable para un conjunto seleccionado de contingencias. Las contingencias usualmente consideradas son los cortocircuitos de diferentes tipos: fase a tierra, dos fases a tierra o trifásica. Estas ocurren generalmente en las líneas de transmisión, pero fallas en

barras o en transformadores también son consideradas. La falla es despejada por la apertura de los breakers apropiados para aislar el elemento.

Existen varios factores que afectan la estabilidad transiente de un sistema, entre los cuales citaremos algunos:

- a) Las características mecánicas de las unidades de generación, incluyendo la inercia de sus partes rotativas y sus propiedades eléctricas como la reactancia transiente y las características magnéticas de saturación del hierro de estator y del rotor.
- b) La velocidad de desconexión de las líneas o equipos que hubieren fallado. En caso de haber recierre automático, se considerará la velocidad de restauración de la línea fallada al servicio.
- c) La velocidad con la cual responderá el sistema de excitación, ya que una falla vendrá acompañada de una reducción de voltaje, por lo cual es importante regresar el voltaje a su valor normal en el mantenimiento de la estabilidad.

Ordinariamente la primera oscilación del rotor de la máquina sincrónica tiene lugar en aproximadamente un tiempo menor de 1 seg. De producido el disturbio, este tiempo no se conoce exactamente por cuanto depende de las características de las máquinas y del sistema de transmisión.

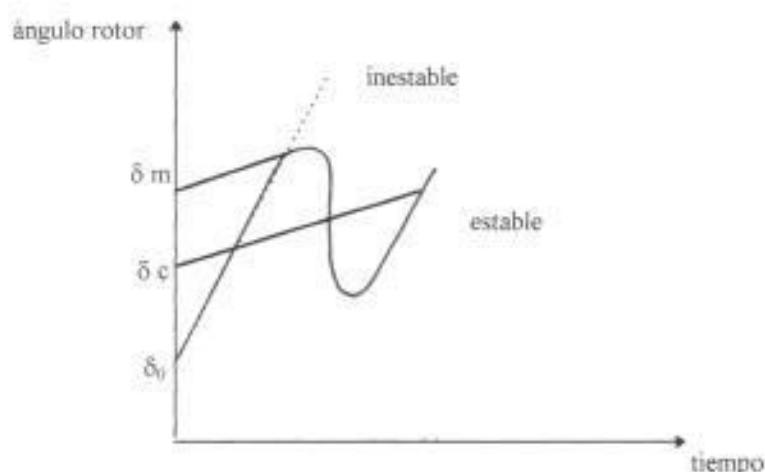


Figura 1.2

Diagrama ángulo-tiempo para la estabilidad transiente

El término estabilidad dinámica ha sido también utilizada en la literatura como una clase de estabilidad angular del rotor. Sin embargo el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) ha recomendado que no sea utilizada, puesto que dicen que este tipo de estabilidad ha sido utilizada para denotar diferentes aspectos del fenómeno de estabilidad por diferentes autores. Por ejemplo, en la literatura norteamericana la estabilidad dinámica ha sido utilizada para denotar la estabilidad de pequeñas perturbaciones en la presencia de dispositivos de control automático como un aspecto distinto de la clásica estabilidad de estado estable sin controles automáticos; mientras que la literatura alemana y francesa ésta estabilidad dinámica ha sido utilizada para definir lo que nosotros denominamos estabilidad transiente. Debido a ésta confusión de definiciones se ha decidido por no utilizarla. Sin embargo, para tener una idea de ésta le presentamos una definición utilizada por muchos autores: La estabilidad dinámica encierra el periodo transitorio y el lapso de tiempo subsecuente durante el cual debe existir amortiguamiento de las oscilaciones.

Durante éste periodo, los gobernadores abren o cierran sus válvulas, de acuerdo a si se quiere aumentar o disminuir la entrada de energía a los primo-motores. Cuando el gobernador siente una caída de velocidad, actuará abriendo las válvulas reguladoras para admitir más vapor hacia una turbina de vapor o más agua hacia una unidad hidrogeneradora, de tal forma que se contrarreste la disminución de velocidad acelerando la máquina hasta lograr la velocidad normal. Sin embargo, esta es una condición de desbalance ya que la energía que ha entrado excede ahora a la carga, por lo cual la velocidad se incrementará más allá de su valor normal, debiendo actuar nuevamente el gobernador para reducir la entrada de energía. Como resultado de éste proceso se producirán oscilaciones tanto en la entrada de energía como en el ángulo del rotor.

Si el sistema es dinámicamente estable, las oscilaciones se amortiguarán en magnitud a medida que transcurre el tiempo hasta lograr la nueva condición de equilibrio. Es posible tener en un sistema, una condición estable en el periodo transiente pero en cambio dinámicamente inestable. Es decir, que luego de la primera oscilación que sigue a un disturbio, el rotor de la máquina obtiene una velocidad que se halle dentro de los límites normales, en cambio; luego de que el gobernador ha empezado actuar las oscilaciones se incrementan de tal forma que saquen a la máquina de sincronismo.

Lo anterior puede suceder si luego de sentir el gobernador la necesidad de aumentar o disminuir la energía de entrada a la máquina, su operación es demasiado retardada, de tal forma que las oscilaciones en lugar de disminuir se incrementan cada vez más.

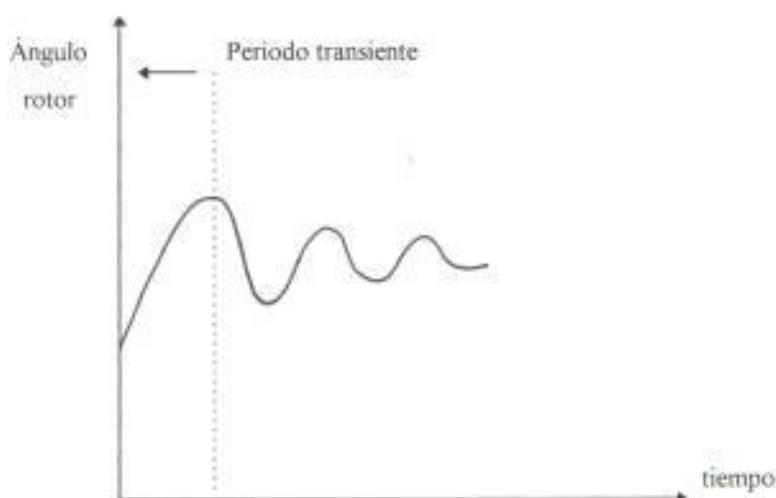


Figura 1.3

Diagrama ángulo-tiempo de la estabilidad dinámica

1.2.2. Estabilidad del voltaje

Es la habilidad de un sistema de potencia de mantener un voltaje constante en todas las barras del sistema bajo condiciones de operación normal y después de estar sujetas a un disturbio. Un sistema entra a un estado de inestabilidad de voltaje cuando en un disturbio, el incremento de la demanda de carga, o el cambio en las condiciones del sistema causa una caída de voltaje progresiva e incontrolable. El factor principal que causa la inestabilidad es la inhabilidad del sistema de potencia para satisfacer la demanda para la potencia reactiva.

Para propósitos de análisis es útil clasificar la estabilidad de voltaje en las siguientes dos subclases.

- a) **Estabilidad del voltaje para grandes disturbios** se refiere a la habilidad del sistema para controlar voltajes en grandes disturbios tales como fallas del sistema, pérdidas de generación, o contingencias del circuito. Esta habilidad es determinada por las características de la carga del sistema y las interacciones de las protecciones y controles continuos y discretos.

b) Estabilidad del voltaje para pequeños disturbios se refiere a la habilidad del sistema para controlar voltajes en pequeñas perturbaciones tales como incrementos de la carga del sistema. Esta forma de estabilidad es determinada por las características de carga, controles continuos y discretos en un instante de tiempo dado.

1.2.3. Estabilidad de mediano y largo término

Los términos estabilidad de largo término y estabilidad de mediano término son relativamente nuevos en la literatura de estabilidad de sistemas de potencia. Ellos fueron introducidos como un resultado de la necesidad de tratar problemas asociados con la respuesta dinámica de sistemas de potencia para varias perturbaciones.

El análisis de estabilidad de largo término asume que las oscilaciones de potencia sincronizante entre máquinas no tienen amortiguamiento, lo que dará como resultado que la frecuencia del sistema sea uniforme. La estabilidad de largo término es usualmente concerniente con respuestas del sistema para grandes disturbios que encierran contingencias más allá del criterio normal de diseño. La respuesta de mediano término representa la transición entre respuesta de largo y corto término. En los estudios de estabilidad de mediano término, se analiza las oscilaciones de potencia sincronizante entre máquinas, así como las posibles incursiones de grandes voltajes o frecuencias. Generalmente, los problemas de estabilidad de mediano y largo término están asociados con respuestas inadecuadas en equipos, pobre coordinación de control y protección de equipos, o insuficiente reserva de potencia activa y reactiva.

Mientras la clasificación de la estabilidad de los sistemas de potencia es un método conveniente y efectivo para tratar con las complejidades del problema, la estabilidad total del sistema debería estar siempre en mente. Las soluciones de los problemas de estabilidad de una categoría no deberían estar a expensas de otra. Esto es esencial para enfocar todos los aspectos del fenómeno de estabilidad desde más de un punto de vista. Para lograr esto requiere el uso y el desarrollo de diferentes clases de herramientas analíticas.

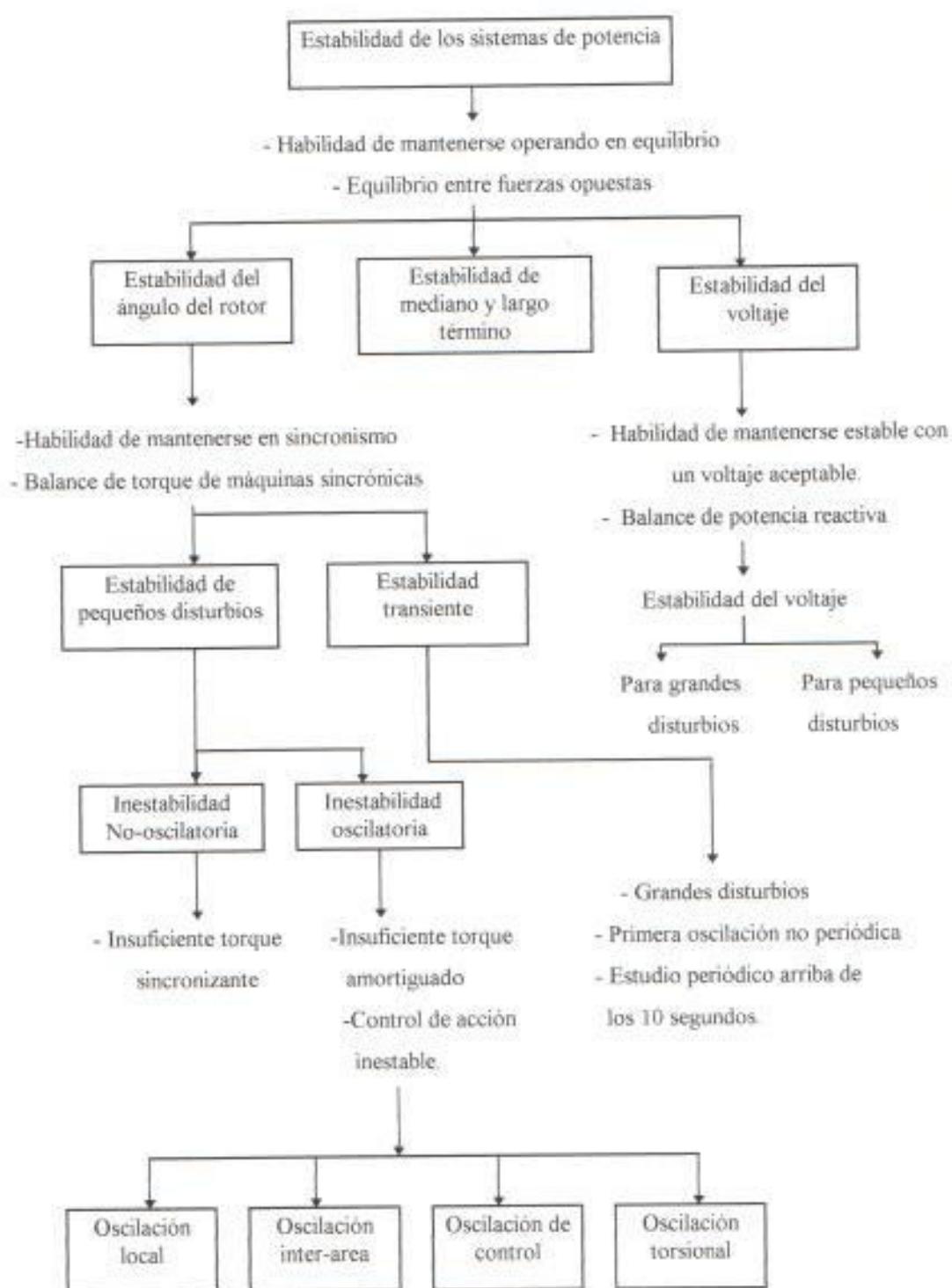


Figura 1.4.

Clasificación de la estabilidad de los sistemas de potencia

1.3. Importancia de los estudios de estabilidad en los análisis de los sistemas de potencia

La importancia de los análisis de estabilidad es que forman parte de los estudios de sistemas de potencia, los mismos que permiten controlar la operación correcta de un sistema, de tal forma que se pueda prevenir el colapso total y diseñarlo con los más adecuados dispositivos de protección y de control automático. Estos análisis ayudan al Ingeniero a tener una visión clara y detallada de todos los posibles fenómenos que se pudieren presentar en un sistema de potencia moderno y a preveer lo que le ocurrirá al sistema como resultado de tal o cual cambio durante su operación.

La potencia, el voltaje, la corriente, la frecuencia y el grado de estabilidad, indican la condición de operación del sistema y son llamadas las variables que define **EL ESTADO**. Cuando se produce un disturbio, los valores de éstas variables cambian, pasando el sistema de un estado estable a otro.

Por medio de los estudios de sistemas de potencia el Ingeniero podrá determinar los parámetros adecuados para cada uno de los dispositivos de protección y control para obtener los mejores resultados del sistema operando como un todo o tomando en forma separada a sus partes constitutivas.

Nuestro estudio de estabilidad a ser llevado a cabo en ésta tesis abarca sólo la **estabilidad de estado estable o estabilidad de pequeñas perturbaciones**.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE UN SISTEMA DE POTENCIA

En un estudio de estabilidad se persigue dos objetivos principales: primero, examinar los efectos relativos al funcionamiento del sistema cuando ocurren cambios en los parámetros de las máquinas y del control, para de esta forma desarrollar representaciones tanto prácticas como adecuadas de los equipos; y segundo, identificar en forma clara la naturaleza del problema de estabilidad del sistema de potencia, para de esta manera hallar las soluciones efectivas.

Es necesario entonces tener una idea del funcionamiento de los principales componentes de un sistema de potencia, así como de las herramientas matemáticas que emplearemos en el desarrollo de éste tema, para poder obtener los resultados propuestos.

En la sección 2.1 se presentarán en forma resumida las características principales de los elementos más importantes que forman parte de un sistema eléctrico de potencia a saber: la máquina sincrónica, el sistema de excitación, los tipos de carga y las diversas configuraciones que puede tener una red eléctrica.

La razón de esta descripción, es que se necesitarán conocer las características de funcionamiento de éstos elementos para de esta forma poder elaborar los modelos matemáticos de cada uno, los cuales emplearemos en nuestro estudio de estabilidad. Esto se debe a que el análisis de estabilidad lo llevaremos a cabo mediante el uso de una computadora, lo cual implica que cada elemento físico que compone el sistema eléctrico de potencia deberá ser incluido en el programa para la computadora por medio de expresiones matemáticas que indiquen su funcionamiento.

2.1. Elementos que intervienen en un estudio de estabilidad.

2.1.1 Máquina sincrónica

Las máquinas sincrónicas pueden operar como generadores o motores, la máquina sincrónica que opera como un generador de ca impulsada por una turbina para convertir la energía mecánica en eléctrica es la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo. Desde el punto de vista de un estudio de estabilidad estaremos interesados en las siguientes características de la máquina: el voltaje terminal, la corriente de campo, el ángulo del rotor, las cuales indican el comportamiento de una máquina sincrónica que se encuentra conectada a un sistema de potencia.

Para llegar a obtener el modelo matemático de la máquina sincrónica tomando en consideración las expresiones matemáticas que involucran las cantidades antes mencionadas consideraremos una máquina ideal. A esta máquina ideal se la puede describir de varias maneras, para nuestros propósitos la definiremos como:

1. Una máquina sin efectos de saturación.
2. Una máquina donde las superficies de su rotor y del estator son de características especiales, y sus devanados eléctricos distribuidos, y en el cual sólo se producen corrientes y voltajes de frecuencia fundamental cuando opera a velocidad sincrónica y en estado estable.

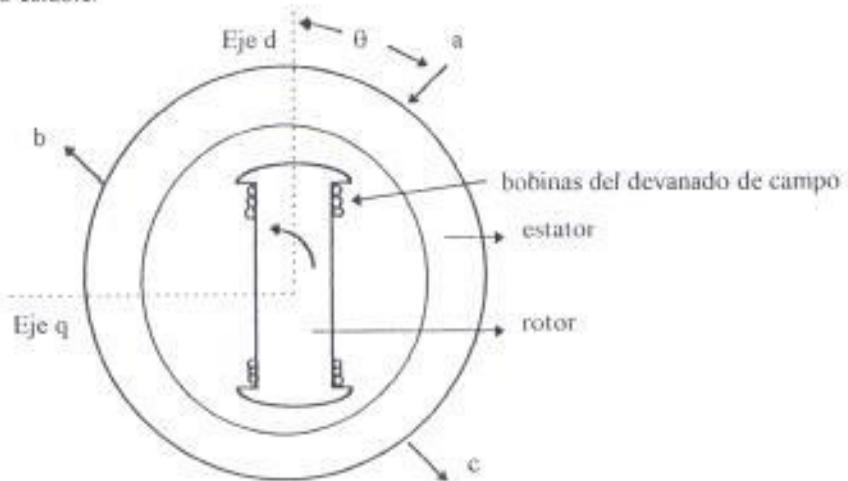


Figura 2.1

Máquina sincrónica de dos polos salientes.

La forma particular que tiene el rotor de la figura 2.1 es la de una máquina de polos salientes. Se puede notar que el entrehierro entre el polo y el estator es menor que el entrehierro 90 grados adelante. Esta construcción es típica de los generadores con turbina hidráulica, de los condensadores sincrónicos y de los motores sincrónicos. Si el entrehierro es uniforme, la máquina es llamada de rotor cilíndrico, ésta construcción es típica de los generadores con turbina de vapor.

Las máquinas de polos salientes tienen rotores laminados (para minimizar las corrientes de Eddy) y las máquinas de rotor cilíndrico tienen rotores de acero sólido (en el cual las corrientes de Eddy pueden circular). Generalmente, las máquinas de polos salientes tienen un devanado especial cortocircuitado sobre el rotor. Esos devanados pueden tener diversas formas, un arreglo especial se lo muestra a continuación en la figura 2.2

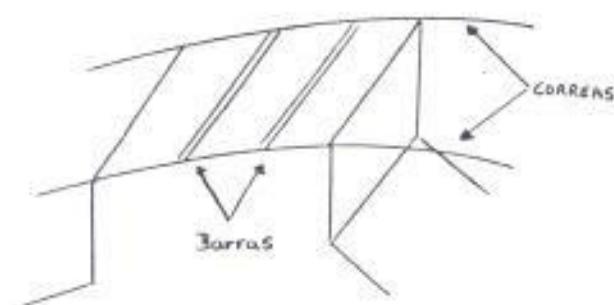


Figura 2.2

Devanados de amortiguación en máquinas de polos salientes.

La figura 2.2 muestra barras ubicadas en la superficie del polo y cortocircuitadas por medio de dos bandas o correas que van en la periferie del rotor. Las barras y las correas son hechas de material conductor (cobre o aleación de aluminio). Estos devanados se los conoce como **devanados de amortiguación**. El propósito del devanado amortiguador es el de reducir las oscilaciones mecánicas del rotor hasta la velocidad sincrónica, que es determinada por el número de polos de la máquina y la frecuencia del sistema al que está conectada.

En el caso de condensadores o motores sincrónicos, estos devanados sirven como devanados de arranque, de la misma forma que los devanados jaula de ardilla en los motores de inducción.

Se deberá aclarar que una vez que una máquina está operando en sincronismo, por los devanados de amortiguación circulará corriente sólo en el caso de producirse una falla en el sistema, la misma que hará que la máquina se aparte de la velocidad sincrónica. En este caso las corrientes que circulan por éstos devanados crearán torques que ayudarán a la máquina a mantener su estabilidad, en el caso de que la máquina pierda sincronismo, a través de éstos devanados de amortiguación circulará en forma permanente corrientes a frecuencia de deslizamiento.

Los devanados cortocircuitados (de amortiguación) son fácilmente identificables en una máquina de polos salientes, y se podrá escribir un número finito de ecuaciones que describen el efecto de los mismos. Desde el punto de vista del diseñador de máquinas, estas soluciones de todas aquellas ecuaciones que representan a los devanados es importante, ya que a él le interesa la corriente que circula por una barra o por las correas que cierran el circuito. Por el contrario, para un Ingeniero que realiza el estudio integral del sistema de potencia, necesita solamente representar el efecto del devanado de amortiguación en la operación de la máquina buscando siempre minimizar el número de ecuaciones empleadas para el efecto.

Para generadores de polos salientes se ha hallado que el efecto de los devanados de amortiguación sobre el funcionamiento de la máquina puede ser representado mediante dos devanados en cortocircuito equivalentes, el uno ubicado sobre el eje directo y el otro sobre el eje en cuadratura. Las constantes de éstos devanados equivalentes son suministradas por el fabricante, de acuerdo con las definiciones establecidas en Normas o Estándares. Para las máquinas de polos salientes se tendrán entonces seis devanados por representar, los tres devanados de las fases del estator, el devanado de campo, un devanado de amortiguación de eje directo y uno de eje en cuadratura.

2.1.2 Excitación de la máquina sincrónica

Asumiendo una unidad de generación libre de pérdidas, lo cual no es una mala hipótesis cuando comparamos las pérdidas totales de la turbina y del generador con la potencia de salida de la máquina, bajo esta hipótesis toda la potencia recibida como vapor deberá abandonar los terminales del generador como potencia eléctrica.

En la figura 2.3 de la siguiente página, se presenta un diagrama que muestra el cambio de energía calorífica del vapor, en energía eléctrica en los terminales de la máquina. La cantidad de vapor admitida a la turbina es controlada por el gobernador. El sistema de excitación controla la **f.e.m.** del generador y por tanto tiene incidencia no solamente sobre el voltaje de salida sino también sobre el factor de potencia y la magnitud de la corriente.

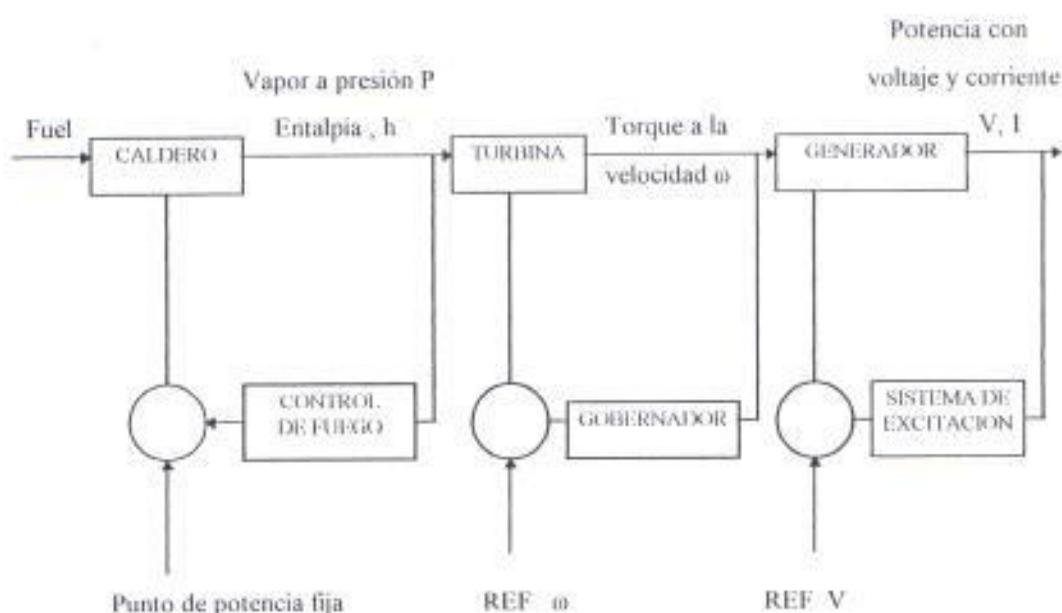


Figura 2.3

Conversión de energía calorífica en energía eléctrica.

A continuación se presenta un diagrama esquemático de los principales elementos que conforman un sistema de excitación.

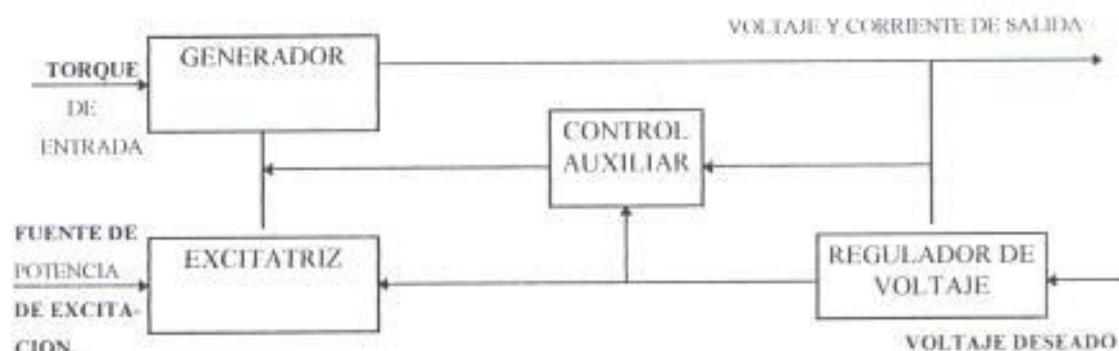


Figura 2.4.

Diagrama esquemático del sistema de excitación.

En muchos de los sistemas actuales, la excitatriz es un generador D.C. manejado por una turbina de vapor (sobre el mismo eje del generador) o por un motor de inducción. Además, se ha incrementado el número de sistemas con excitatrices de estado sólido, los cuales consisten de alguna forma de sistema de rectificación o de tiristores que reciben alimentación desde una barra AC o de una excitatriz -alternador.

El regulador de voltaje es el cerebro del sistema de excitación, el cual controla la salida de la excitatriz de tal forma que, los cambios en el voltaje generado y en la potencia reactiva se los haga en forma adecuada. En los sistemas primitivos el regulador de voltaje era enteramente manual, así, el operador observaba el voltaje terminal y ajustaba el reóstato de campo hasta que las condiciones deseadas volvían a ser obtenidas. En los sistemas modernos, el regulador de voltaje es un controlador que sensa el voltaje de salida del generador e inicia entonces su acción correctiva, cambiando el control de la excitatriz en la dirección deseada. La velocidad de operación de este dispositivo es de gran importancia en los estudios de estabilidad. Debido a la alta inductancia que tiene el devanado de campo del generador, es difícil efectuar variaciones rápidas de la corriente de campo, esto introduce un considerable atraso en la función de control y es uno de los mayores obstáculos a los que se enfrentan los diseñadores de los sistemas de regulación.

El control auxiliar mostrado en la figura 2.4 puede incluir algunos dispositivos adicionales; por ejemplo, estabilizadores para amortiguar las oscilaciones del sistema, comparadores para fijar los límites inferiores de la excitación especialmente cuando se está operando con factor de potencia en adelanto por prevención de inestabilidad debido a un acoplamiento muy débil a través del entrehierro, etc.

a) Tipos de sistemas de excitación.

Los sistemas de excitación han tomado muchas formas en los años de su evolución. Ellos pueden ser clasificados en las siguientes categorías basadas en la fuente de potencia de excitación utilizada:

- Sistemas de excitación DC
- Sistemas de excitación AC
- Sistemas de excitación estática.

Sistemas de excitación DC

Los sistemas de excitación de esta categoría utilizan generadores DC como fuentes de potencia de excitación y proveen corriente al rotor de la máquina síncrona a través de anillos deslizantes. La excitación puede ser manejada por un motor o por el eje del generador. Estos sistemas fueron muy utilizados en los años 1920 a 1960. A mediados de 1960 comenzaron a ser reemplazados por los sistemas de excitación AC.

Sistemas de excitación AC

Los sistemas de excitación de esta categoría utilizan alternadores (máquinas AC) como fuentes de potencia de excitación del generador principal. Usualmente, la excitación está en el mismo eje de la turbina -generador. La salida A.C. de la excitación es corregida por rectificadores controlados o rectificadores no controlados para producir la corriente directa necesaria para el campo del generador. Los primeros sistemas de excitación AC usaron una combinación de amplificadores magnéticos y rotacionales como reguladores. Ahora muchos de los nuevos sistemas usan reguladores amplificados electrónicos.

Los sistemas de excitación AC pueden tomar muchas formas dependiendo del arreglo del rectificador, del método de control de excitación de salida, y de la fuente de excitación para la excitatriz. Los sistemas de excitación AC que son usualmente utilizados son los sistemas rectificadores estacionarios y los sistemas rectificadores rotacionales. Para los sistemas rectificadores estacionarios la salida DC es alimentada al devanado de campo del generador principal a través de anillos deslizantes. En cambio para los sistemas rectificadores rotacionales la salida DC es directamente alimentada al campo del generador principal y no a través de anillos deslizantes.

Sistemas de excitación estática.

Todos los componentes de este sistema son estáticos o estacionarios. Los rectificadores estáticos, controlados o no controlados, proveen la corriente de excitación directamente al campo del generador sincrónico principal a través de anillos deslizantes. Las tres formas de sistemas de excitación estática que han sido ampliamente usada son los sistemas rectificadores de fuente controlada, los sistemas rectificadores de fuente combinada, y los sistemas rectificadores de fuente controlada-combinada. En los sistemas rectificadores de fuente controlada, la potencia de excitación es provista a través de un transformador desde los terminales del generador y es regulada por un rectificador controlado. En los sistemas rectificadores de fuente combinada la potencia es obtenida por la utilización de la corriente y del voltaje del generador principal. Esto puede ser logrado por medio de un transformador potencial (PPT) y un transformador de corriente saturable (STC). Finalmente en los sistemas rectificadores de fuentes controlada-combinada se utilizan rectificadores controlados en los circuitos de excitación de salida y la combinación de fuentes de voltaje y corrientes derivadas dentro del estator del generador para proveer la potencia de excitación.

2.2. Análisis teórico de la estabilidad de estado estable

La estabilidad de estado estable se denomina a la habilidad del sistema de potencia de mantenerse en sincronismo cuando ocurren pequeños disturbios. Estos disturbios se presentan continuamente en el sistema debido a pequeñas variaciones en la carga, generación, arranque de motores, acción de reguladores de voltaje, etc. En este contexto, un disturbio es considerado pequeño si las ecuaciones que describe la respuesta del sistema pueden ser linealizadas para el propósito de

análisis. Durante las pequeñas perturbaciones se estima que la corriente de excitación no cambia, es decir, el flujo se mantiene constante y el voltaje interno no varía. La inestabilidad de un sistema de potencia bajo pequeñas perturbaciones se debe a dos causas principales:

1. La falta de suficiente torque sincronizante lo que origina un constante incremento del ángulo del rotor del generador, y
2. La falta de suficiente torque de amortiguamiento lo que producirá un incremento de la amplitud de las oscilaciones del rotor.

La respuesta natural del sistema para pequeños disturbios depende de varios factores incluyendo la condición inicial de operación, el poder de transmisión del sistema, y el tipo de control de excitación utilizado. Cuando un generador se haya conectado radialmente a un sistema de potencia grande sin reguladores de voltajes automáticos, la inestabilidad producida se deberá a la falta de suficiente torque sincronizante. En cambio, con acciones continuas de reguladores de voltaje el problema de la estabilidad de pequeños disturbios será el de asegurar suficiente amortiguamiento de las oscilaciones del sistema. La figura 2.5 nos muestra la respuesta natural del generador con el voltaje de campo constante, mientras que la figura 2.6 nos ilustra la respuesta natural del generador con reguladores de voltaje automáticos.

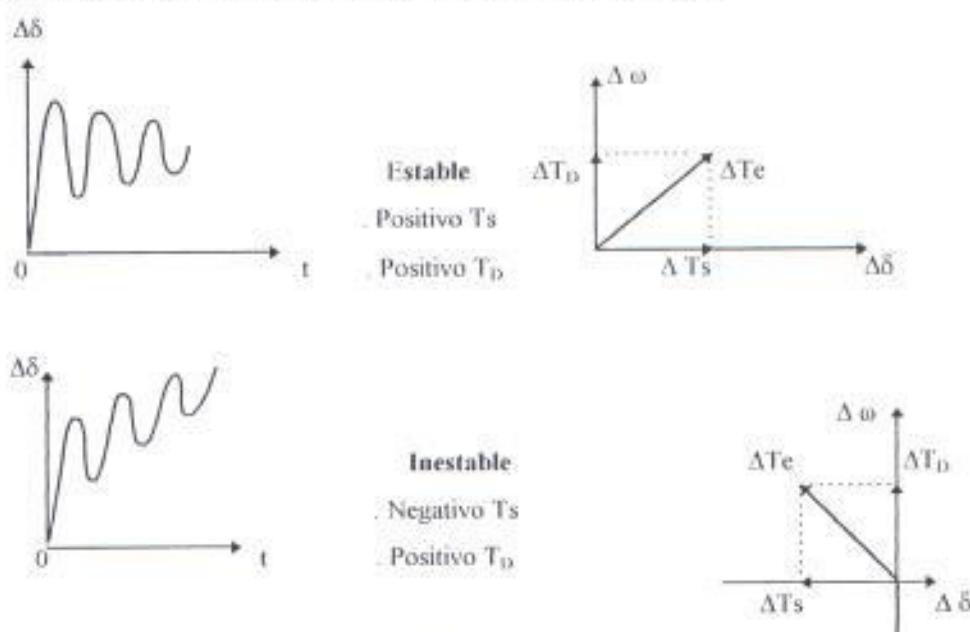


Figura 2.5

Respuesta natural de pequeños disturbios con voltaje de campo constante

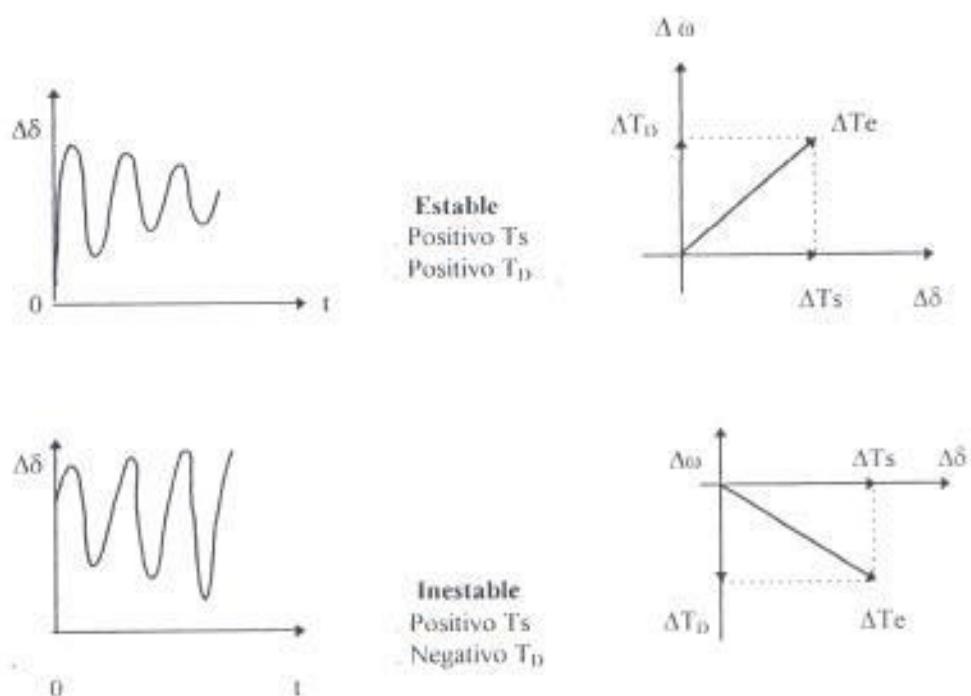


Figura 2.6.

Respuesta natural de pequeños disturbios con control de excitación

2.2.1. Características de los problemas de estabilidad de estado estable.

Hoy en día, los problemas de estabilidad de pequeñas perturbaciones en los sistemas de potencia se deben al insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones. En los grandes sistemas de potencia los problemas de estabilidad de pequeñas perturbaciones pueden ser de naturaleza global o local.

a) **Problemas locales.**

Los problemas locales envuelven una pequeña parte del sistema. Ellos pueden ser asociados con el oscilamiento de unidades en una estación generadora con respecto al resto del sistema de potencia. Tales oscilaciones son llamadas **locales o sistema-máquina**. El término **local** es usado porque las oscilaciones son localizadas en una estación o en pequeñas partes del sistema de potencia. La mayoría de los problemas de pequeñas perturbaciones comúnmente encontrados son de éste tipo de oscilación.

Los problemas locales pueden ser también asociados con oscilaciones entre los rotores de generadores de una misma estación. Tales oscilaciones son llamadas **de interplanta o entre máquinas**. Usualmente, las oscilaciones locales y de interplanta tienen frecuencias en el rango de 0.7 a 2.0 Hz.

Otros posibles problemas locales incluyen **los modos de control** que están asociados con unidades generadoras y equipos de control. Los sistemas de excitación, reguladores de velocidad, convertidores HVDC y compensadores estáticos son las usuales causas de inestabilidad de éstos modos de oscilación.

Finalmente tenemos las **oscilaciones torsionales** que están asociadas con las componentes rotacionales del eje de la turbina-generador del sistema. La inestabilidad de éstas oscilaciones torsionales pueden ser causados por la interacción con controles de excitación, reguladores de velocidad y controles HVDC.

El análisis de estabilidad de los problemas locales de pequeñas perturbaciones requieren una representación detallada de una pequeña porción del sistema de potencia. El resto de la representación del sistema puede ser simplificada apropiadamente con el uso de modelos simples y sistemas equivalentes.

b) Problemas globales

Los problemas globales de estabilidad de pequeñas perturbaciones son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen efectos muy generales. Ellos encierran oscilaciones de un grupo de generadores en un área contra otro grupo de generadores que se encuentran en otra área. Tales oscilaciones son llamadas **oscilaciones interarea**.

Los grandes sistemas interconectados tienen usualmente dos formas distintas de oscilaciones interarea:

(1) Un modo de oscilación de muy baja frecuencia que incluye todos los generadores del sistema. El sistema es dividido en dos partes, donde los generadores de una parte oscilarán frente a las máquinas de la otra parte. La frecuencia de éste modo de oscilación está en el orden de 0.1 a 0.3 Hz.

(2) Modos de oscilación de alta frecuencia que encierran subgrupos de generadores oscilando el uno al otro. La frecuencia de éstas oscilaciones está en el rango de 0.4 a 0.7 Hz.

2.3. Conceptos fundamentales de la estabilidad de los sistemas dinámicos.

2.3.1. Representación espacio-estado.

El comportamiento transitorio de cualquier sistema dinámico se representa por una ecuación diferencial, generalmente de alto orden. Esta ecuación puede ser partida (descompuesta) dentro de un número de ecuaciones diferenciales de primer orden lineales, las cuales se pueden expresar en la forma matricial de la siguiente forma

$$(1) \quad \dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas

Usando la notación matriz- vector la ecuación (1) puede ser escrita en la siguiente forma

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (2)$$

donde

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

El vector columna x es definido como el vector estado, y sus entradas x_i como las variables de estado. El vector columna u es el vector de entradas del sistema. Estas son las señales externas que influyen en el desarrollo del sistema. El tiempo es denotado por t y la derivada de una variable de estado x con respecto al tiempo es denotado por \dot{x} . Si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, el sistema se dice que será autónomo. En este caso, la ecuación (2) se simplifica a:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (3)$$

Si expresamos la ecuación (3) en términos de la serie de Taylor's y si la linealizamos alrededor de un punto operativo del sistema (x_0, u_0) , obtenemos:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (4)$$

donde:

Δx es el vector de estado de dimensión n

Δu es el vector de entrada de dimensión r

A es la matriz de estado de tamaño $n \times n$

B es la matriz de entrada de tamaño $n \times r$

Los programas convencionales para el análisis y control de la estabilidad de pequeñas perturbaciones tienen sus algoritmos basados en la ecuación (4)

Tomando la transformada de Laplace de la ecuación (4), obtenemos la ecuación de estado en el dominio de la frecuencia:

$$s \Delta x(s) - \Delta x(0) = A \Delta x(s) + B \Delta u(s) \quad (5)$$

Reordenando la ecuación (5) tenemos: $(sI - A) \Delta x(s) = \Delta x(0) + B \Delta u(s)$ donde al despejar $\Delta x(s)$ tenemos:

$$\Delta x(s) = (sI - A)^{-1} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] = \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] \quad (6)$$

De la ecuación (6) observamos que la transformada de Laplace de Δx tiene dos componentes, una que es dependiente de las condiciones iniciales y la otra que depende de las entradas del sistema. Los polos de $\Delta x(s)$ son las raíces de la ecuación 7:

$$\det(sI - A) = 0 \quad (7)$$

Los valores de s que satisfacen la ecuación (7) son conocidos como **los valores característicos de la matriz A** , mientras que a la ecuación (7) se la denomina **la ecuación característica de la matriz A** .

2.4. Propiedades de la matriz de estado

2.4.1 Valores característicos

La estabilidad de un sistema no lineal viene dado por las raíces de la ecuación características del sistema que son conocidos como los valores característicos de la matriz de estado A .

Los valores característicos de la matriz de estado están dados por los valores del parámetro escalar λ para los cuales existen soluciones no triviales a la ecuación: $A\phi = \lambda\phi$ (8), donde A es la matriz de estado de dimensión $n \times n$ y ϕ es un vector de dimensión $n \times 1$. Para encontrar los valores característicos, la ecuación (8) puede ser escrita en la forma: $(A - \lambda I)\phi = 0$. Para una solución no trivial tenemos que la $\det(A - \lambda I) = 0$ donde la expansión de la determinante nos da la ecuación característica, mientras que las n soluciones de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ serán los valores característicos de A .

Los valores característicos pueden ser reales y complejos. Los valores característicos complejos ocurren en pares conjugados donde cada par corresponderá a un modo oscilatorio, mientras que los valores característicos reales corresponderán a modos no oscilatorios. La componente real de los valores característicos nos da información sobre el amortiguamiento del sistema mientras que la componente imaginaria nos da la frecuencia de oscilación.

Si la parte real del valor característico es negativa la oscilación es amortiguada y si es positiva la amplitud de la oscilación incrementa. Para un par complejo de valores característicos $\lambda = \sigma \pm j\omega$, el valor de la frecuencia de oscilación en Hz vendrá dado por la ecuación $f = \omega / 2\pi$, mientras que el valor de la relación de amortiguamiento viene dado por la expresión $\gamma = -\sigma / \sqrt{\sigma^2 + \omega^2}$. La relación de amortiguamiento γ determina el porcentaje de decrecimiento de la amplitud de oscilación.

Para que un sistema sea considerado asintóticamente estable, todos los valores característicos deben tener la componente real negativa y la relación de amortiguamiento deber ser mayor o igual al 5%. En cambio, si uno de los valores característicos del sistema tiene la componente real positiva entonces el sistema original será considerado inestable.

2.4.2 Vectores característicos

Para cualquier valor característico λ_i , el vector de n columnas ϕ_i que satisface la ecuación (8) es denominado el vector característico derecho de la matriz estado asociado con el valor característico λ_i . Por lo tanto, nosotros tenemos $A\phi_i = \lambda_i \phi_i$ donde $i = 1, 2, \dots, n$. Similarmente, el vector de n -filas ψ_i que satisface la ecuación $\psi_i A = \lambda_i \psi_i$ es llamado el vector característico izquierdo asociado con el valor característico λ_i . Los vectores característicos izquierdos y derechos correspondientes a los diferentes valores característicos son ortogonales. En otras palabras, si λ_i no es igual a λ_j , tenemos que $\psi_j \phi_i = 0$. Sin embargo, en el caso de los vectores característicos correspondientes al mismo valor característico tenemos que $\psi_i \phi_i = C_i$, donde C_i es una constante diferente de cero.

Los vectores característicos nos permiten calcular los mode-shapes. Los modes shapes nos da la relativa actividad de las variables de estado cuando un modo particular es excitado. Por ejemplo, el grado de actividad de la variable de estado x_k en el modo i es dado por el elemento ϕ_{ki} del vector característico ϕ_i . Los modos shapes nos permiten determinar los tipos de oscilación electromecánicas del sistema puesto que son componentes de los vectores característicos asociados a las variaciones de velocidad de los rotores de las máquinas y también nos permiten identificar localizaciones en el sistema donde se puedan colocar dispositivos estabilizadores para amortiguar la inestabilidad de una oscilación. Sin embargo el cálculo de los modes shape es una condición necesaria pero no suficiente para calcular las localizaciones donde se puedan añadir estabilizadores para amortiguar las oscilaciones, por lo que será necesario hacer una evaluación más rigurosa usando residuos y respuesta de frecuencia para poder determinar los generadores más apropiados para colocar los estabilizadores.

2.4.3. Cálculo de los valores y vectores característicos

Cuando se analizan sistemas sencillos (2do orden) nosotros calculamos los valores característicos resolviendo la ecuación característica del sistema. Pero para sistemas de alto orden con valores característicos con grandes diferencias de amplitudes, éste método falla. El método que ha sido ampliamente usado para el cálculo de los valores característicos de matrices reales no simétricas es el **método de transformación QR** desarrollado por J.G.F. Francis.

El método es estable, confiable y converge rápidamente. Este método es muy utilizado para propósitos comerciales y ha sido utilizado satisfactoriamente para analizar la estabilidad de pequeñas perturbaciones de sistemas de potencia que poseen más de cien estados. Los vectores característicos pueden ser calculados utilizando la **técnica de iteración inversa**.

Para grandes sistemas de potencia en la que están envueltos miles de estados el **método QR** no puede ser utilizado para el cálculo de los valores característicos. Para éstos casos se utilizan otras técnicas como el **algoritmo AESOPS (Análisis de Oscilaciones Esencialmente Espontáneas en Sistemas de Potencia)**, el **Análisis Modal Selectivo o SMA**, el **Programa Para Análisis de Valores Característicos de Grandes Sistemas o PEALS**, entre otros.

El programa **PACDYN** utiliza el **método de transformación QR** para el cálculo de los valores característicos y el **método de iteración inversa** para el cálculo de los vectores característicos, de ahí que aplicaremos éstos dos métodos para el análisis de estabilidad de nuestro sistema de potencia representado.

2.4.4. Residuos de la función de transferencia.

Para el análisis de estabilidad de pequeñas perturbaciones de los sistemas de potencia, nosotros dependemos principalmente del análisis de los valores característicos de la matriz de estado del sistema. Sin embargo, para diseños de control nosotros estamos interesados en una función de transferencia de lazo abierto entre variables específicas.

Para ver cómo éste es relacionado con la matriz de estado y a sus propiedades, consideraremos la función de transferencia entre las variables "y" y "u"

Consideremos la siguientes ecuaciones:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + b \Delta u \quad (9)$$

$$\Delta y = C \Delta x \quad (10)$$

donde A es la matriz de estado, Δx es el vector de estado, Δu es una simple entrada, Δy es una simple salida, C es un vector fila y b es un vector columna. Nosotros asumimos que y no es función directa de u (es decir D=0)

La función de transferencia requerida es:

$$G(s) = \Delta y(s) / \Delta u(s) = c (sI-A)^{-1} b \quad (11)$$

Esta tiene la forma general : $G(s) = K [N(s) / D(s)]$ (12)

Si D(s) y N(s) son factorados, podemos escribir la siguiente ecuación:

$$G(s) = K \frac{(s-z_1)(s-z_2)\dots(s-z_l)}{(s-p_1)(s-p_2)\dots(s-p_n)} \quad (13)$$

Los n valores de s, denominados p_1, p_2, \dots, p_n los cuales hacen al denominador polinomial D(s) cero son los polos de G(s) mientras que los l valores de s, denominados z_1, z_2, \dots, z_l son los ceros de G(s). Si expresamos G(s) en fracciones parciales tenemos:

$$G(s) = \frac{R_1}{s-p_1} + \frac{R_2}{s-p_2} + \dots + \frac{R_n}{s-p_n} \quad (14)$$

donde R_i es conocido como el residuo de G(s) en el polo p_i .

La función de transferencia puede expresarse en términos de los valores y vectores característicos como sigue :

$$G(s) = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i} \quad (15)$$

donde $R_i = c \phi_i \psi_i$, b (c es el vector fila, b es el vector columna, y ϕ_i, ψ_i son los vectores característicos derecho e izquierdo respectivamente).

Los polos de $G(s)$ vienen dados por los valores característicos de A y los ceros de $G(s)$ vienen dados por la ecuación

$$\sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i} = 0 \quad (16)$$

Los residuos de la función de transferencia al igual que los modes shapes nos sirven para determinar las localizaciones más efectivas para colocar dispositivos estabilizadores para amortiguar un modo de oscilación dado.

2.4.5 Respuesta de frecuencia de la función de transferencia.

La respuesta de frecuencia de un sistema nos proporciona la suficiente información para la determinación de la estabilidad relativa del sistema. Uno de los métodos fundamentales para la investigación de la estabilidad de los sistemas lineales de control es el de Nyquist. Este método se basa en un teorema de la teoría de la función de una variable compleja, debido a Cauchy. El teorema de Cauchy está relacionado con la transformación de los contornos en el plano s complejo. Para determinar la estabilidad relativa de un sistema de circuito cerrado debemos investigar la ecuación característica del sistema $F(s) = 1 + P(s) = 0$. Para que un sistema sea estable, todos los ceros de $F(s)$ deben caer en la parte izquierda del plano s . Por esto, encontramos que las raíces de un sistema estable (los ceros de $F(s)$) deben caer a la izquierda del eje $j\omega$ en el plano s . Por lo tanto, escogemos un contorno Γ_s en el plano s que encierre toda la parte derecha del plano s y, por medio del teorema de Cauchy, determinamos si algunos de los ceros de $F(s)$ cae dentro de Γ_s . Esto es, graficamos Γ_s en plano $F(s)$ y determinamos el número N de rodeos del origen. Entonces el número de ceros de $F(s)$ dentro del contorno Γ_s (y por lo tanto los ceros inestables de $F(s)$) son $Z = N + P$.

Por esto, si $P=0$, como es el caso usual, encontramos que el número de raíces inestables del sistema es igual a N , el número de rodeos del origen del plano $F(s)$.

En la figura 2.7 se muestra el contorno de Nyquist, el cual encierra toda la parte derecha del plano s . El contorno Γ_s pasa a lo largo del eje $j\omega$ desde $-j\infty$ hasta $+j\infty$, y esta parte del contorno proporciona la $F(j\omega)$ familiar. El contorno se completa mediante la trayectoria semicircular de radio r , donde r se aproxima a infinito.

El criterio de Nyquist está relacionado con la transformación de la ecuación característica $F(s) = 1 + P(s)$ y el número de rodeos del origen del plano $F(s)$. De manera alterna, podemos definir la función $F'(s)$ de forma que:

$$F'(s) = F(s) - 1 = P(s) \quad (17)$$

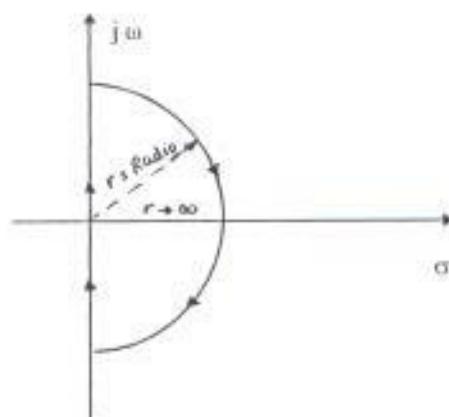


Figura 2.7.
El contorno de Nyquist

El cambio de funciones representado por la ecuación (17) es muy conveniente, pues $P(s)$ se obtiene típicamente en forma factorizada, mientras que no ocurre lo mismo para $1 + P(s)$. Entonces la transformación de Γ_s en el plano s se hará a través de la función $F'(s) = P(s)$ en el plano $P(s)$. En este caso, el número de rodeos del origen del plano $F(s)$ en el sentido del movimiento del reloj será igual al número de rodeos en el mismo sentido del punto -1 en el plano $F'(s) = P(s)$, pues $F'(s) = F(s) - 1$. Por lo tanto, puede establecerse el criterio de estabilidad de Nyquist como sigue:

“Un sistema de retroalimentación es estable si, y solamente si, el contorno Γ_p en el plano $P(s)$ no rodea el punto $(-1,0)$ cuando el número de polos de $P(s)$ en la parte derecha del plano s es cero ($P=0$)”

Cuando el número de polos de $P(s)$ en la parte derecha del plano s es diferente de cero, el criterio de Nyquist es:

“Un sistema de control con retroalimentación es estable si, y solamente si, para el contorno Γ_p , el número de rodeos del punto $(-1,0)$ en el sentido contrario al movimiento del reloj es igual al número de polos de $P(s)$ con partes reales positivas.”

La base de los dos conceptos anteriores es el hecho de que para la transformación de $F^*(s) = P(s)$, el número de raíces (o ceros) de $1+P(s)$ en la parte derecha del plano s se representa por la expresión: $Z = N+P$

Evidentemente, si el número de polos de $P(s)$ en la parte derecha del plano s es cero ($P=0$), para un sistema estable necesitamos que $N=0$, y el contorno Γ_p no debe rodear el punto -1 . Así mismo, si P es diferente de cero, y para un sistema estable necesitamos que $Z=0$, entonces debemos tener $N = -P$, o P rodeos en sentido contrario al movimiento del reloj.

El criterio de la estabilidad de Nyquist se define en términos del punto $(-1,0)$ en la gráfica polar, o sea, el punto de 0 db a 180° en el diagrama de Bode o diagrama de fase-magnitud logarítmica. Evidentemente, la proximidad del lugar geométrico de $GH(j\omega)$ a este punto de estabilidad es una medida de la estabilidad relativa de un sistema. La gráfica polar de $GH(j\omega)$ para varios valores de K y

$$GH(j\omega) = \frac{K}{j\omega(j\omega\tau_1+1)(j\omega\tau_2+1)}$$

se muestra en la figura 2.8. Cuando aumenta K , la gráfica polar se aproxima al punto -1 y eventualmente lo rodea para una ganancia $K = K_3$. El lugar geométrico que intersecta el eje u en un punto

$$u = \frac{-K \tau_1 \tau_2}{\tau_1 + \tau_2}$$

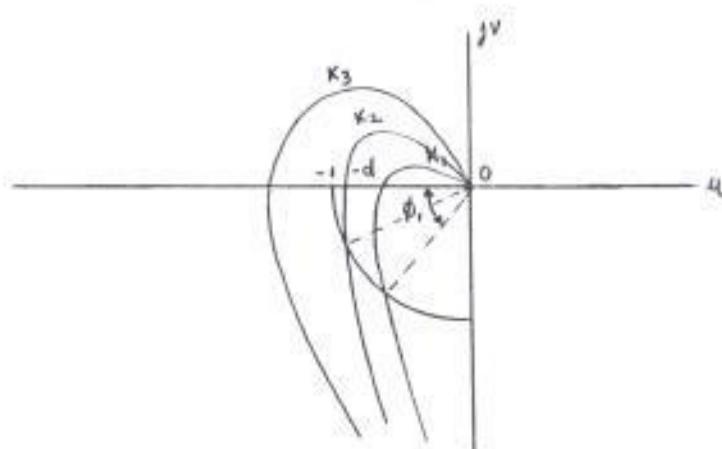


Figura 2.8

Gráfica polar de $GH(j\omega)$ para tres valores de ganancia

Por tanto, el sistema tiene raíces en el eje $j\omega$ cuando:

$$u = -1 \quad \alpha \quad K = \frac{\tau_1 + \tau_2}{\tau_1 \tau_2}$$

Cuando K disminuye por debajo de su valor marginal, la estabilidad se aumenta y el margen entre la ganancia $K = (\tau_1 + \tau_2 / \tau_1 \tau_2)$ y una ganancia $K = K_2$ es una medida de la estabilidad relativa. Esta medida se conoce como margen de ganancia y se define como el recíproco de la ganancia $|GH(j\omega)|$ para la frecuencia en que el ángulo de fase alcanza 180° (esto es $v = 0$). El margen de ganancia es una medida del factor por el cual tendrá que aumentarse la ganancia del sistema para que el lugar geométrico $GH(j\omega)$ pase a través del punto $u = -1$.

Cuando el lugar geométrico $GH(j\omega)$ intersecta el punto $u=-1, v=0$ en el plano GH , varias raíces de la ecuación característica caen en el eje $j\omega$. Por tanto, una medida de la estabilidad relativa, el margen de fase, se define como el ángulo de fase a través del cual debe girar el lugar geométrico $GH(j\omega)$ para que el punto de magnitud unitaria $|GH(j\omega)| = 1$ pase a través del punto $(-1,0)$ en el plano $GH(j\omega)$. Esta medida de la estabilidad se conoce como margen de fase y es igual a la fase adicional que se necesita antes de que el sistema se vuelva inestable. El método de Nyquist será el que utilizaremos para determinar la respuesta de frecuencia de la función de transferencia de nuestro sistema de potencia a ser analizado.

2.5. Circuito equivalente de la máquina sincrónica para estudios de estabilidad

La f.e.m. de la máquina, es decir, el voltaje correspondiente a la corriente que fluye por el devanado de campo, se lo considera que posee dos componentes: una componente E que corresponde a los enlaces de flujo del devanado de campo y una componente que contrarresta la reacción de armadura. La última componente puede variar en forma instantánea porque ella corresponde a las corrientes, en cambio la primera componente, que corresponde a los enlaces de flujo, no puede variar en forma instantánea.

Cuando se produce un cambio repentino en la red eléctrica, los enlaces de flujo no cambiarán, pero se producirán corrientes en la armadura, por lo cual se deberán inducir otras corrientes en los circuitos del rotor para de esta forma mantener los enlaces de flujo constantes. Las corrientes de armadura y del rotor tienen componentes AC y DC las cuales se requieren para igualar los ampere-vuelta de las diversas bobinas acopladas. El flujo disminuirá de acuerdo a la constante de tiempo efectiva del circuito de campo. Sin carga, esta constante de tiempo es del orden de algunos segundos, mientras que bajo carga ella se reduce considerablemente hasta el orden de 1 seg o más.

De lo anterior podemos ver que para un periodo inferior de 1 seg. la característica natural del devanado de campo de una máquina sincrónica tiende a mantener los enlaces de flujo constantes y por tanto también E' . Las excitatrices de tipo convencional generalmente tienen una respuesta lenta y sus valores máximos y mínimos no son lo suficientemente altos como para alterar en forma apreciable el cuadro antes descrito. Más aún, se ha observado que durante un disturbio el efecto combinado de la reacción de armadura y del sistema de excitación ayuda a mantener los enlaces de flujo constantes durante un periodo de tiempo de un segundo o dos. Este periodo se

lo considera adecuado para determinar la estabilidad de la máquina. De esta forma en estudios de estabilidad se considerarán que los enlaces de flujo del campo permanecen constantes.

El flujo del devanado de campo es por lo regular igual a un flujo ficticio que crearia una f.e.m. detrás de la reactancia transiente de eje directo. El modelo usado para una máquina sincrónica se muestra en la figura 2.9, donde $X'd$ es la reactancia transiente de eje directo.

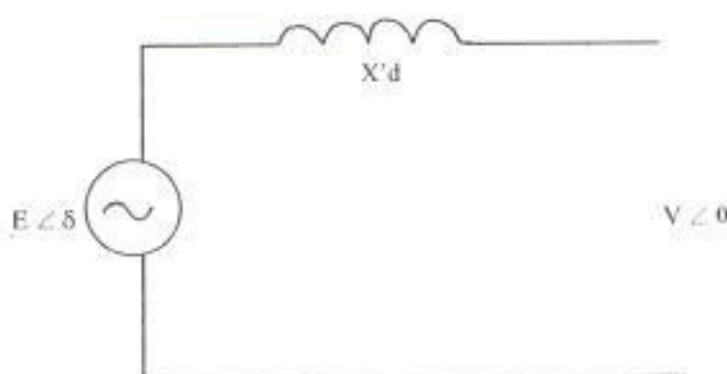


Figura 2.9

Circuito equivalente de una máquina sincrónica.

La fuente de voltaje constante $E \angle \delta$ es determinada de las condiciones iniciales, es decir de las condiciones anteriores al transiente. Durante el transiente la magnitud E se la mantiene constante, mientras que el ángulo δ se lo considera como el ángulo entre la posición del rotor y el voltaje terminal V .

2.6. Representación de la máquina sincrónica para análisis de estabilidad

En los análisis de estabilidad que son necesarios representar el funcionamiento de un mayor número de máquinas interconectadas, es esencial hallar representaciones simplificadas para todas las máquinas por lo que se han realizado un sinnúmero de investigaciones a partir de las cuales se han obtenido los criterios a ser empleados en los métodos de análisis de un sistema de potencia, según el punto de vista que se quiera analizar.

Una de las conclusiones obtenidas de éstos estudios indica que la interacción entre la máquina sincrónica y su sistema de excitación afecta en forma directa las simplificaciones que pueden hacerse en la representación de la máquina. Basándose en los sistemas de excitación primitivos se desarrolló un modelo "Clásico" de la máquina sincrónica. Sin embargo, a través de los años se han desarrollado sistemas de excitación cuya naturaleza y características han cambiado, al igual que las máquinas sincrónicas y los sistemas de potencia a los que ellas se hallan conectadas, éstas alteraciones se han producido por presiones tanto técnicas como económicas. Como resultado se tiene que la representación clásica de la máquina sincrónica ya no es adecuada para todos los casos de análisis de estabilidad que se presentaren y por tanto, se deberá seleccionar la representación más adecuada, de acuerdo a la exactitud requerida y a los datos disponibles del problema que se tiene. Por ésta razón actualmente se tienen algunos modelos para representar la máquina sincrónica.

Al realizar el análisis de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia emplearemos las siguientes hipótesis principales:

1. Sólo representaremos las corrientes y voltajes de frecuencia fundamental, tanto del estator como del sistema al cual se halla conectada la máquina. Consecuentemente, no serán consideradas las corrientes ni voltajes desbalanceados en su componente directa, tampoco se considerarán las armónicas.
2. Para representar las condiciones desbalanceadas se emplearán componentes simétricas.
3. No se considerará el efecto que pueda tener las variaciones de velocidad de la máquina sobre el voltaje generado.

La primera hipótesis nos permitirá representar a todas las corrientes y los voltajes de la máquina mediante FASORES. Estos fasores serán utilizados en las ecuaciones algebraicas y diferenciales que representarán a la máquina sincrónica. Esta primera hipótesis da resultados correctos en un análisis de estabilidad excepto para un caso cuando ocurre una falla cerca de los terminales de la máquinas. Al producirse éste tipo de falla, circulará corrientes desbalanceadas producidas en el estator de la máquina, las cuales producirán un torque significativo, aún cuando la duración de éste torque es muy corta, su magnitud puede tener efectos importantes sobre los cambios en la velocidad y el ángulo de la máquina sincrónica durante la falla. Cuando se omite éste torque al representar al generador, el sistema aparece

más inestable de lo que realmente es, por lo tanto se hace necesario representar el efecto del torque de desbalance durante una falla. El cálculo de éste torque se lo hace separadamente y se proceda a corregir el torque eléctrico durante el periodo de falla.

La segunda hipótesis es necesaria si la primera es hecha. La última hipótesis tiene poco efecto en un estudio de estabilidad, a menos que se produzcan cambios sustanciales en la frecuencia del sistema. Con las tres hipótesis anteriores se podrán obtener las ecuaciones necesarias para representar a una máquina sincrónica dentro de un estudio de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia sin embargo, éstas ecuaciones son relativamente complejas y por lo tanto se realizarán nuevas asunciones simplificadoras de acuerdo a la situaciones específicas que se presentaren. Nosotros utilizaremos dos modelos matemáticos para representar a la máquina sincrónica en un análisis de estabilidad de estado estable, éstos son el modelo clásico (MODELO 1) y el modelo completo (MODELO 4).

2.6.1. Análisis de estabilidad cuando el generador está representado por el modelo clásico (MODELO 1).

En éste modelo a más de las tres hipótesis ya mencionadas anteriormente haremos otras tres consideraciones como son:

- a) Se asumirá que la potencia mecánica permanecerá constante a lo largo del transitorio
- b) Desconsideraremos los torques amortiguadores o asíncronos
- c) Asumiremos que los enlaces de flujo de campo tendrán la misma magnitud que la tensión detrás de la reactancia transitoria de la máquina y que el ángulo del rotor sea concordante con el ángulo de la tensión interna (tensión detrás de la reactancia transitoria). Lo antes-dicho selo hará en forma matemática igualando las reactancias X_q y X'_q a X'_d en las ecuaciones empleadas.
- d) Las cargas serán representadas por impedancias constantes obtenidas a partir del valor de la potencia y la tensión resultante del flujo de carga.

La figura 2.10 nos ilustra la representación del sistema.

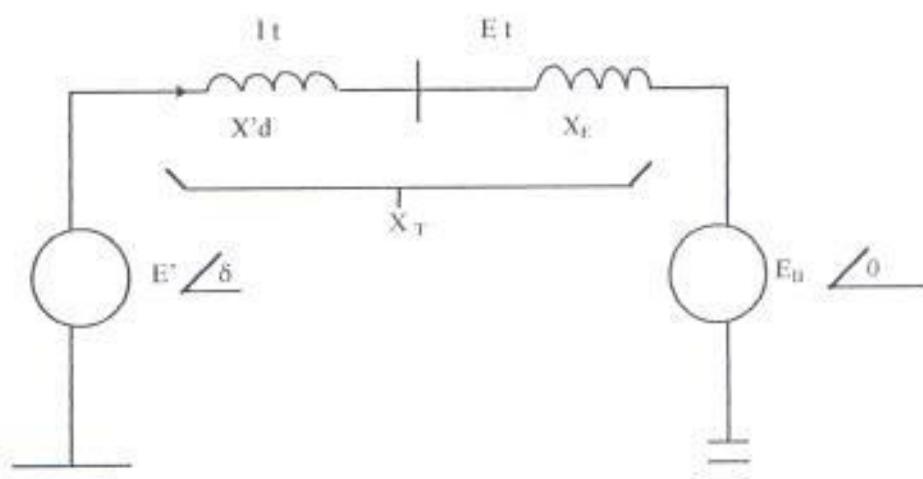


Figura 2.10.

Máquina sincrónica representada por el modelo clásico

De la figura 2.10 podemos ver que E' es el voltaje detrás de $X'd$. Su magnitud es asumida constante antes del disturbio. Mientras que δ es el ángulo por el cual E' adelanta al voltaje de la barra infinita E_B . Como el rotor oscila durante un disturbio el valor de δ cambiará. Si tomamos a E' como fasor de referencia tenemos:

$$I_t = \frac{E' \angle 0^\circ - E_B \angle -\delta}{jX_T} = \frac{E' - (E_B \cos(-\delta) + j E_B \sin(-\delta))}{jX_T} = \frac{E' - E_B(\cos\delta - j\sin\delta)}{jX_T} \quad (18)$$

La potencia compleja detrás de $X'd$ viene dada por:

$$S^* = P + jQ^* = E' I_t^* = \frac{E' E_B \sin\delta}{X_T} + j \frac{E'(E' - E_B \cos\delta)}{X_T} \quad (19)$$

Ignorando la resistencia del estator, la potencia eléctrica (P_e) es igual a la potencia terminal (P). En por unidad, el torque electromecánico es igual a la potencia eléctrica.

De ahí que:

$$(20) \quad T_e = P = \frac{E' E_H}{X_T} \operatorname{sen} \delta$$

Linealizando alrededor de una condición inicial de operación representada por $\delta = \delta_0$ tenemos:

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \Delta \delta = \frac{E' E_H}{X_T} \cos \delta_0 (\Delta \delta) \quad (21)$$

Se puede demostrar que las ecuaciones de movimiento del rotor son:

$$(22) \quad p \Delta \omega_r = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_d \Delta \omega_r)$$

$$p \delta = \omega_0 \Delta \omega_r \quad (23)$$

donde $\Delta \omega_r$ es la desviación de la velocidad en por unidad, δ es el ángulo del rotor en radianes, ω_0 es la velocidad base del rotor eléctrico en radianes por segundo, y p es el operador diferencial $\delta / \delta t$ con tiempo t en segundos. Linealizando la ecuación 22 y substituyendo por ΔT_e dado por la ecuación 21, obtenemos:

$$p \Delta \omega_r = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - K_S \Delta \delta - K_d \Delta \omega_r) \quad (24)$$

donde K_S es el coeficiente de torque sincronizante dado por

$$K_S = \left(\frac{E' E_H}{X_T} \right) \cos \delta_0 \quad (25)$$

Al linealizar la ecuación 23 tenemos la siguiente expresión:

$$p \Delta \delta - \omega_0 \Delta \omega r \quad (26)$$

Escribiendo las ecuaciones 24 y 26 en la forma matriz-vector, tenemos

$$\frac{\delta}{\delta t} \begin{bmatrix} \Delta \omega r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -K_D/2H & -K_S/2H \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/2H \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (27)$$

La ecuación 27 es de la forma $\dot{x} = A x + b u$. Los elementos de la matriz estado A son dependientes de los parámetros del sistema K_D , H , X_T , y las condiciones de inicial operación representadas por los valores de E' y δ_0 . El diagrama de bloque presentado en la figura 2.11 puede ser utilizado para describir el desempeño de las pequeñas perturbaciones.

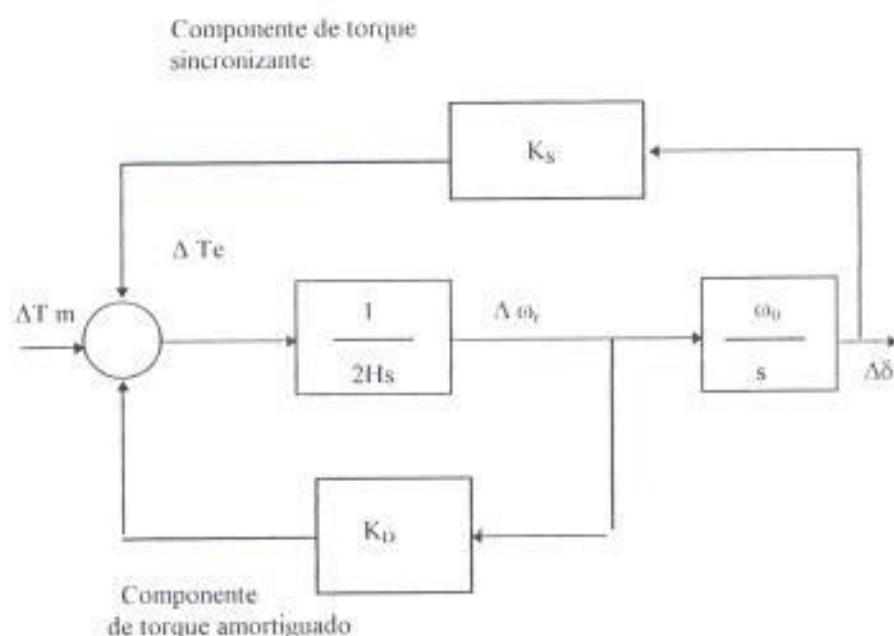


Figura 2.11.

Diagrama de bloque de un sistema simple máquina-barra infinita con el generador representado por modelo clásico

Del diagrama de bloque de la figura 2.11, tenemos que la desviación del ángulo del rotor viene dada por:

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{s} \left[\frac{1}{-K_s\Delta\delta - K_D\Delta\omega_r + \Delta T_m} \right] = \frac{\omega_0}{s} \left[\frac{1}{-K_s\Delta\delta - K_D s \frac{\Delta\delta}{\omega_0} + \Delta T_m} \right] \quad (28)$$

Reordenando la ecuación (28) se tiene:

$$s^2(\Delta\delta) + s(K_D/2H)(\Delta\delta) + \omega_0(K_s/2H)(\Delta\delta) = (\omega_0/2H)\Delta T_m$$

Por lo tanto la ecuación característica viene dada por:

$$s^2 + (K_D/2H)(s) + \frac{K_s\omega_0}{2H} = 0 \quad (29)$$

La forma general de la ecuación característica es $s^2 + 2\gamma\omega_n s + \omega_n^2 = 0$, donde la frecuencia natural no amortiguada es $\omega_n = \sqrt{K_s(\omega_0/2H)}$ expresado en rad/seg, mientras que el porcentaje de amortiguamiento viene dada por la ecuación: $\gamma = \frac{1}{2} K_D / \sqrt{K_s 2H\omega_0}$. De estas dos últimas ecuaciones vemos que cuando el coeficiente de torque sincronizante K_s incrementa, la frecuencia natural incrementa y el factor de amortiguamiento decrece. En cambio, un incremento del coeficiente de torque amortiguado K_D incrementa el factor de amortiguamiento γ , mientras que un incremento en la constante de inercia hará que ω_n y γ disminuyan.

A continuación veamos un problema ejemplo donde se analizan las características de estabilidad de pequeñas perturbaciones de un sistema de potencia luego de que éste ha sido expuesto a un disturbio. El problema que se muestra a continuación es tomado del capítulo 12 página 732 del libro "Estabilidad y Control de los Sistemas de Potencia" cuyo autor es P Kundur

Problema 1.

La figura 2.12 nos muestra la representación de una planta de generación térmica compuesta por 4 generadores de 555 MVA, 24 KV, 60 Hz que suministran potencia a una barra infinita a través de líneas de transmisión.

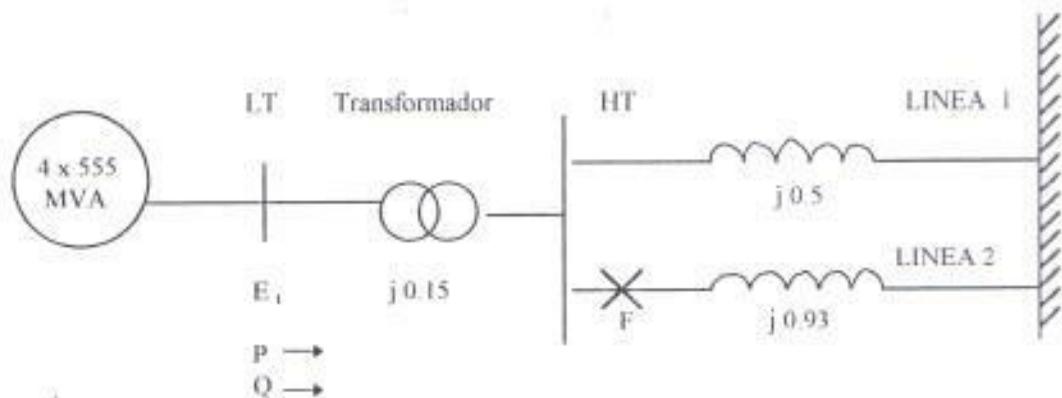


Figura 2.12.

Representación del sistema mostrado en el problema 1

Las reactancias indicadas en la figura 2.12 están en p.u. y con las siguientes bases $S_b = 2220$ MVA y $V_b = 24$ KV referidas al lado de L.T. del transformador. Las resistencias son despreciables. Las condiciones de post-falla del sistema en p.u. con base $S_b = 2220$ MVA y $V_b = 24$ KV son dadas a continuación: $P = 0.9$ $Q = 0.3$ (sobreecitado) $E_1 = 1.0 \angle 36^\circ$ y $E_B = 0.995 \angle 0^\circ$.

Los generadores son modelados como un único generador equivalente representado a través del modelo clásico con los siguientes parámetros dados en una base de 2220 MVA y 24 KV:

$$X'd = 0.3 \quad H = 3.5 \text{ MW.s/MVA}$$

La línea 2 sufre un cortocircuito 3ϕ sólido en el punto F y la falla es eliminada por la desconexión de esta línea.

- (a) Escriba las ecuaciones de estado linealizadas del sistema. Determinar los valores característicos la frecuencia de oscilación en Hz, la relación de amortiguamiento y la frecuencia natural no amortiguada para cada uno de los siguientes valores de coeficiente de amortiguamiento:

$$1) K_D = 0 \quad 2) K_D = -10 \quad 3) K_D = 10$$

- (b) Para el caso con $K_D = 10$, encuentre los vectores característicos y la matriz participación. Determine la respuesta de tiempo si en $t=0$ tenemos que $\Delta\delta = 5^\circ$ y $\Delta\omega = 0^\circ$.

Solución

- (a) La figura 2.13 nos muestra el circuito equivalente representando la condición operativa de estado-estable de post-falla con todos los parámetros expresados en pu con base 2220 MVA

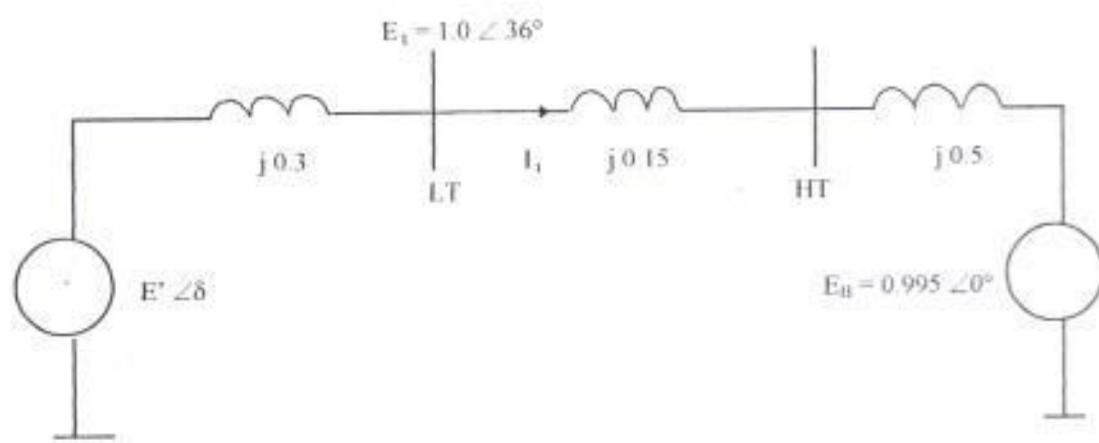


Figura 2.13.

Circuito equivalente

Tomando E_1 como fasor de referencia, tenemos que la corriente del estator del generador viene dada por:

$$I_1 = \frac{(P + jQ)^*}{E_1^*} = \frac{0.9 - j0.3}{1.0} = 0.9 - j0.3 \quad \text{pu}$$

El voltaje detrás de la reactancia transiente es $E' = E_1 + jX'_{d1} I_1 = 1.0 + j0.3(0.9 - j0.3)$ donde $E' = 1.09 + j0.27 = 1.123 \angle 13.92^\circ$.

El ángulo por el cual E' adelanta a E_0 es $\delta_0 = 13.92^\circ + 36^\circ = 49.92^\circ$ y la reactancia total del sistema es $X_T = 0.3 + 0.15 + 0.5 = 0.95$ pu. Aplicando la ecuación (26) para calcular el coeficiente de torque sincronizante tenemos:

$$K_s = \frac{E' E_{th}}{X_T} \cos \delta_0 = \frac{1.123 \times 0.995}{0.95} \cos 49.92^\circ = 0.757 \text{ pu. torque / rad}$$

De acuerdo a la ecuación (27) tenemos que las ecuaciones linealizadas del sistema son:

$$\begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -K_D/2H & -K_s/2H \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/2H \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m = \begin{bmatrix} -0.143 K_D & -0.108 \\ 377.0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0.143 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m$$

Los valores característicos de la matriz estado están dados por:

$$\begin{bmatrix} -0.143 K_D - \lambda & -0.108 \\ 377 & -\lambda \end{bmatrix} = 0$$

desarrollando tenemos $\lambda^2 + 0.143 K_D \lambda + 40.79 = 0$ que es de la forma $\lambda^2 + 2\gamma \omega_n \lambda + \omega_n^2 = 0$ donde $\omega_n = \sqrt{40.79} = 6.387$, mientras que la frecuencia en Hz será $f = 6.387/2\pi = 1.0165$, y la relación de amortiguamiento es $\gamma = \frac{0.143 K_D}{2 \times 6.387} = 0.0112 K_D$.

Como los valores característicos vienen dados por la ecuación: $\lambda_1, \lambda_2 = -\gamma \omega_n \pm \omega_n \sqrt{1 - \gamma^2}$, y la frecuencia amortiguada por $\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \gamma^2}$, los resultados requeridos para diferentes valores de K_D serán:

K_D	0	10	-10
valores característicos (λ)	$0 \pm j6.39$	$-0.714 \pm j6.35$	$0.714 \pm j6.36$
frecuencia amortiguada (ω_d)	1.0165 Hz	1.0101 Hz	1.0101 Hz
relación de amortiguamiento (γ)	0	0.112	-0.112
frecuencia natural no amortiguada (ω_n)	1.0165 Hz	1.0165 Hz	1.0165 Hz

De la tabla vemos que para $K_D = 0$ tenemos que los valores característicos no tienen componente real lo que significa que el sistema no tiene amortiguamiento. En cambio para $K_D = 10$ tenemos que los valores característicos son complejos conjugados donde cada par corresponde a un modo oscilatorio. Como la componente real es negativa la oscilación será amortiguada y el sistema se lo considera estable. Cuando $K_D = -10$ tenemos que los valores característicos tienen la componente real positiva por lo que la amplitud de la oscilación incrementa y el sistema será inestable.

(b) Como vimos anteriormente los vectores característicos derechos vienen dados por la ecuación:

$(A - \lambda I) \phi = 0$. Por lo tanto, para el sistema dado con $K_D = 10$ tenemos que la ecuación del sistema será:

$$\begin{bmatrix} -1.43 - \lambda_1 & -0.108 \\ -377.0 & -\lambda_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{11} \\ \phi_{21} \end{bmatrix} = 0$$

Para $\lambda = -0.714 + j 6.35$, las ecuaciones correspondientes son:

$$(0.714 + j 6.35) \phi_{11} + 0.108 \phi_{21} = 0$$

$$377.0 \phi_{11} + (0.714 - j 6.35) \phi_{21} = 0$$

Las ecuaciones mencionadas no son linealmente independientes. Por lo tanto a uno de los vectores característicos le asignamos un valor arbitrario para poder calcular los demás valores. De aquí que si asignamos a ϕ_{21} el valor de uno tenemos que $\phi_{11} = -0.0019 + j 0.0168$.

Similarmente, los vectores característicos correspondiente a $\lambda_2 = -0.714 - j 6.35$ son $\phi_{22} = 1$ y $\phi_{12} = -0.0019 - j 0.0168$. Por lo tanto la matriz del vector característico derecho será:

$$\phi = \begin{bmatrix} -0.0019 + j 0.0168 & -0.00019 - j 0.0168 \\ 1.0 & 1.0 \end{bmatrix}$$

Los vectores característicos izquierdos normalizados que satisfacen a la ecuación $\psi\phi_i = 1.0$ serán:

$$\psi = \phi^{-1} = \frac{\text{adj}(\phi)}{|\phi|} = \begin{bmatrix} -j 29.76 & 0.5 - j0.056 \\ j 29.26 & 0.5 + j0.056 \end{bmatrix}$$

La matriz participación combina los vectores característicos derecho e izquierdo y viene dada por:

$$P = \begin{bmatrix} \phi_{11}\Psi_{11} & \phi_{12}\Psi_{21} \\ \phi_{21}\Psi_{12} & \phi_{22}\Psi_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.5 + j0.056 & 0.5 - j0.056 \\ 0.5 - j0.056 & 0.5 + j0.056 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.503 \angle 6.4^\circ & 0.503 \angle -6.4^\circ \\ 0.503 \angle -6.4^\circ & 0.503 \angle 6.4^\circ \end{bmatrix}$$

La respuesta en función del tiempo de la velocidad y el ángulo del rotor viene dada por la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta\omega_r(t) \\ \Delta\delta(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{11} & \phi_{12} \\ \phi_{21} & \phi_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 e^{\lambda_1 t} \\ c_2 e^{\lambda_2 t} \end{bmatrix}$$

Con $\Delta\delta = 5^\circ = 0.0873 \text{ rad}$ y $\Delta\omega_r = 0$ en $t = 0$, nosotros tenemos los siguientes valores de las constantes:

$$\begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Psi_{11} & \Psi_{12} \\ \Psi_{21} & \Psi_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r(0) \\ \Delta\delta(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j 29.76 & 0.5 - j0.056 \\ j 29.7 & 0.5 - j0.056 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0.0873 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0436 - j0.0049 \\ 0.0436 + j0.0049 \end{bmatrix}$$

Por lo tanto la desviación de la velocidad en función del tiempo será:

$$\Delta\omega_r(t) = \phi_{11} c_1 e^{\lambda_1 t} + \phi_{12} c_2 e^{\lambda_2 t} = (-0.0019 + j0.0168)(0.0436 - j0.0049) e^{(-0.714 + j6.35)t} + (-0.0019 - j0.0168)(0.0436 + j0.0049) e^{(-0.714 - j6.35)t}$$

$$\Delta\omega_r(t) = -0.0015 e^{-0.714t} \text{ sen}(6.35 t) \text{ pu}$$

Similarmente calculamos la desviación del ángulo del rotor en función del tiempo obteniendo:

$$\Delta \delta (t) = 0,088 e^{-0,714t} \cos (6,35 t - 0,112) \text{ rad}$$

Si analizamos éstos resultados, podemos ver que el sistema es de segundo orden cuya oscilación tiene una frecuencia amortiguada de 6.35 rad / seg o 1.0101 Hz. La oscilación decae con una constante de tiempo de 1/0.714 s. Esto corresponde a una relación de amortiguamiento γ de 0.112. Como éste es un modo angular del rotor, $\Delta \omega_r$ y $\Delta \delta$ tienen igual participación.

Hemos realizado el análisis de estabilidad de estado estable de un sistema simple máquina-barra infinita en el que se ha representado a la máquina sincrónica por el modelo más sencillo que es el modelo clásico. En éste modelo no intervienen los sistemas de excitación ni otra clase de controladores. Más adelante analizaremos la estabilidad de estado estable de un sistema de potencia cuando se incluyen controladores de excitación y señales estabilizadoras. Ahora vamos a realizar un estudio más detenido de los sistemas de excitación, y de las señales estabilizadoras así como la incidencia que tienen éstos sobre la estabilidad de un sistema de potencia.

2.7. Sistemas de excitación de una máquina sincrónica para un estudio de estabilidad.

Anteriormente hablamos en forma general del sistema de excitación, en lo que se refiere a su necesidad dentro de un sistema, su forma de actuar y los diferentes tipos de que han ido apareciendo a medida que alcanzaba niveles superiores de desarrollo tanto en la tecnología como la ingeniería de control. Ahora vamos a hacer un estudio más detenido del sistema de excitación, así como presentaremos inicialmente los fundamentos teóricos acerca de los elementos que conforman el sistema de excitación, su funcionamiento y la incidencia que tiene sobre la estabilidad de un sistema de potencia.

2.7.1. Análisis teórico.

El sistema de excitación controla la fuerza electromotriz generada en los terminales del generador sincrónico y por tanto posee un control no sólo sobre el voltaje de salida, sino también sobre el factor de potencia y la magnitud de corriente, lo cual podrá ser observado mediante el diagrama fasorial de la figura 2.14 que muestra a una máquina sincrónica unida

a una barra infinita. Para realizar este diagrama presentaremos dos hipótesis muy valideras desde el punto de vista práctico; asumiremos : 1) Que el voltaje de la barra infinita permanece constante y, 2) La potencia de salida también permanece constante

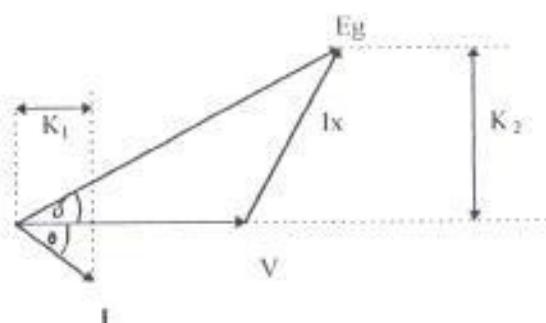


Fig. 2.14

Diagrama fasorial de las condiciones iniciales.

La potencia de salida puede ser expresada como:

$$P = V I \cos \theta$$

donde :

V : es el voltaje terminal del generador sincrónico

$\cos \theta$: es el factor de potencia

y en términos del ángulo de torque (δ), como:

$$P = \frac{E_g V}{X} \sin \delta$$

donde

E_g es el voltaje interno del generador sincrónico

X es la reactancia de la línea

Utilizando las dos hipótesis, tendremos que: $K_1 = I \cos \theta$ $K_2 = E_g \sin \delta$

En la figura 2.15 a continuación se han considerado los valores constantes de K_1 y K_2 pudiendo observar que al existir un aumento de E_g , la corriente del generador también se ve incrementada y que el factor de potencia disminuye.

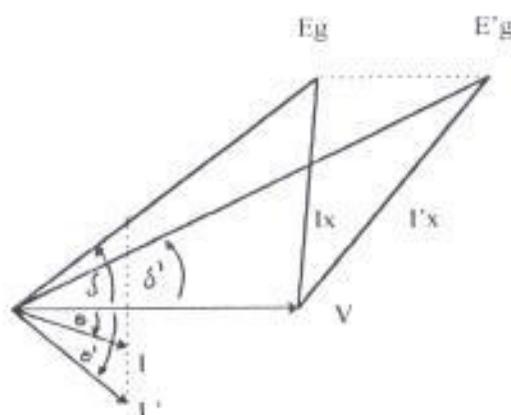


Fig. 2.15

Diagrama fasorial considerando un incremento en E_g y manteniendo constantes P y V

Mediante estudios y por experiencia se ha establecido que el control de la excitación mejora el funcionamiento dinámico del sistema de potencia, lo cual ha llevado a los ingenieros de control a ampliar y mejorar los sistemas de excitación. Si bien es cierto que éste control está limitado en lo referente a su efectividad, entonces el trabajo de los ingenieros es determinar éste límite, lo cual consiste en hallar los parámetros de diseño y control de la excitatriz, los cuales ofrezcan un buen funcionamiento del sistema a un costo razonable.

2.7.2. Comportamiento del sistema de excitación en estudios de estabilidad de estado estable

Como se mencionó en el primer capítulo entendemos por estabilidad de estado estable a la habilidad que tienen todas las máquinas de un sistema a ajustarse o mantenerse en sincronismo cuando se produce un cambio pequeño en el sistema, el cual puede ser una variación de carga. Podemos considerar un sistema de varias máquinas que alimentan a una carga constante. Pues bien, asumiendo que en un momento dado la carga sufre un cambio en una cantidad pequeña; se notará que las máquinas que se hallen más cerca de la carga eléctrica sentirán más el cambio, mientras que aquellas que se encuentran alejadas de la carga experimentarán un cambio cada vez menor hasta que la variación no sea perceptible a aquellas máquinas que se hallen muy alejadas del lugar en el cual entró la carga.

Pasaremos a visualizar el funcionamiento del sistema de excitación en esta situación. En los sistemas electromecánicos, cuyo regulador de voltaje poseía banda muerta, a menos que el generador se hallara relativamente cercano al cambio de carga, la excitación de estas máquinas permanecía invariable únicamente aquellas máquinas que se hallaban cerca del cambio de carga reconocían la necesidad de incrementar su excitación, lo cual se lo llevaba a cabo en forma lenta. Los sistemas de excitación actuales representan un tipo diferente de operación. Estos sistemas reconocen un cambio en la carga en forma inmediata; sea este un cambio perceptible en el voltaje, en la corriente terminal o en ambos. Las oscilaciones de cada máquina producirán una reacción en el sistema de excitación para tratar de corregirlas de tal forma que, con la misma rapidez con que se produce un cambio en el voltaje terminal deberá cambiar el voltaje de campo de la excitación.

Cuando analicemos los elementos que conforman el sistema de excitación, aparecerán constantes de tiempo, los cuales conllevan un retardo, es por esto que existirá un retardo de tiempo entre el reconocimiento de la forma como debe variar el sistema de excitación y la conclusión de la operación de cambio, el cual es inevitable. Durante este retardo de tiempo el estado del sistema oscilante cambiará, causando un nuevo ajuste en el sistema de excitación. Este retraso en el sistema va en detrimento de su operación estable.

El tratamiento del problema variará de acuerdo al tipo de disturbio bajo consideración. En el caso de un disturbio pequeño, el problema de la estabilidad puede ser abordado considerando la linealización del mismo, ya que en realidad no nos estamos apartando demasiado del punto de operación del sistema.

Para comprender el funcionamiento del sistema de excitación, consideraremos en forma separada cada uno de los elementos que lo constituyen.

2.7.3. Elementos de un sistema de excitación

La figura 2.16 presenta el diagrama de bloque de un típico control de sistema excitación para un generador sincrónico grande.

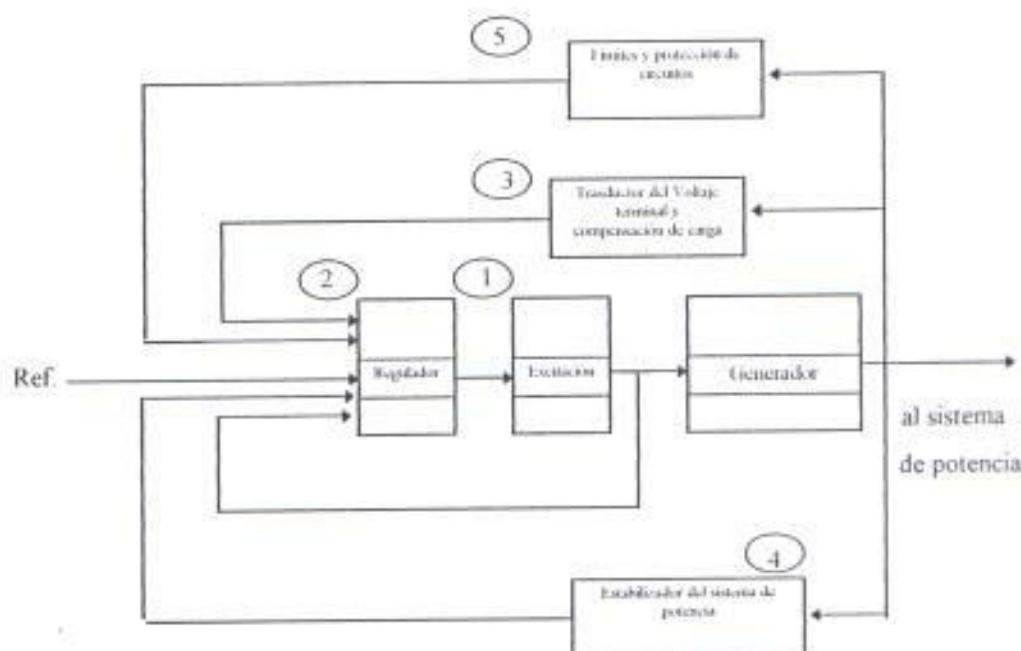


Figura 2.16.

Diagrama de bloque de un control de sistema de excitación de un generador síncrono.

Hagamos una breve descripción de los subsistemas identificados en la figura 2.16.

- (1) **Excitación.** Provee potencia DC al devanado de campo de la máquina síncrona, constituyendo la potencia periódica del sistema de excitación.
- (2) **Regulador.** Procesa y amplifica señales de entrada a un nivel apropiado para el control de la excitación. Este incluye funciones de regulación y estabilización del sistema de excitación.
- (3) **Trasdudor del voltaje terminal y compensación de carga.** El trasdudor del voltaje terminal rectifica y filtra a cantidades DC, y compara ésta con una referencia la cual representa el voltaje terminal deseado. En resumen, una carga compensadora puede ser provista si se desea mantener un voltaje constante en algún punto eléctricamente remoto desde el terminal del generador.

(4) Estabilizadores de sistemas de potencia. Proveen una señal de entrada adicional al regulador para amortiguar oscilaciones del sistema de potencia. Algunas señales de entrada comúnmente usadas son las desviaciones de velocidad del rotor, aceleraciones de potencia y desviaciones de frecuencia

(5) Límites y circuitos de protección. Esto incluye un arreglo de las funciones de protección y control, las cuales aseguran que los límites de capacidad de la excitación y del generador sincrónico no estén excedidos. Algunas de las funciones comúnmente usadas son el límite corriente-campo, límites de máxima excitación, reguladores voltios por hertz, y límites de baja excitación.

2.7.4. Modelos matemáticos utilizados para la representación de los sistemas de excitación

Muchos de los problemas en los que se estudia el comportamiento transiente del sistema de excitación requieren el uso de computadoras. Por lo tanto la solución del sistema puede ser ampliamente simplificada si se utiliza un conjunto de modelos matemáticos estándar donde cada fabricante puede especificar las constantes para el modelo que mejor represente su sistema y el problema de adquisición de datos será simplificado para el usuario. Como el uso de las computadoras se ha incrementado y varios programas han sido desarrollados para representar los sistemas de excitación, se han elaborado varios modelos para estos sistemas. Actualmente, las diferencias en estas representaciones fueron más en la forma de los datos que en la precisión de la representación. Reconociendo éste hecho, la IEEE formó un grupo de trabajo en 1960 para estudiar la estandarización. Este grupo, presentó su reporte final en 1967, estandarizando la representación de sistemas excitación en cuatro diferentes tipos e identificó sistemas comerciales específicos con cada tipo. Así desde cualquier modelo lineal simple a un modelo no lineal complejo puede ser formulado siguiendo estas descripciones generalizadas.

Los cuatros modelos matemáticos de la IEEE son :

- Sistema tipo 1.- Acción continua del regulador y excitación.
- Sistema tipo 2.- Sistema rectificador rotacional-
- Sistema tipo 3.- Estático con potencial terminal y provisión de corriente.
- Sistema tipo 4.- Acción no continua.

Nosotros utilizaremos el modelo tipo 1 de la IEEE para la representación de nuestro regulador de tensión para el análisis de estabilidad de nuestro sistema de potencia.

2.8.- Mejoramiento de la estabilidad de pequeñas perturbaciones

2.8.1. Definición de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS)

La función básica de un estabilizador de sistema de potencia (PSS) es añadir amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador controlando su excitación usando señales auxiliares de estabilización. Para proveer amortiguamiento, el estabilizador debe producir una componente de torque eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del rotor. Ilustraremos la estructura básica modelo y desempeño de los estabilizadores de sistemas de potencia considerando un sistema de excitación tiristor. La figura 2.17 presenta el diagrama de bloque del sistema de excitación, incluyendo el AVR y el PSS. Puesto que es de nuestro interés el desempeño de las pequeñas perturbaciones, los límites de salida del estabilizador y los límites de salida de la excitación no son presentados en la figura. A continuación presentamos una breve descripción de las bases para la configuración de los PSS y las consideraciones en la selección de los parámetros.

La representación del PSS de la figura 2.17 consiste de tres bloques: un bloque de compensación de fase, un bloque de señal washout (hundimiento) y un bloque de ganancia. El bloque de compensación de fase nos provee la característica apropiada para compensar la fase entre la entrada de excitación y el torque eléctrico del generador. La figura nos presenta un bloque simple de primer orden. En la práctica dos o más bloques de primer orden pueden ser utilizados para lograr la compensación de fase deseada. Normalmente, el rango de frecuencia de interés es de 0.1 a 2.0 Hz, y la fase de la red deberá proveer compensación sobre éste rango de frecuencia. Hay veces en que se desea una baja compensación para que el PSS además de adicionar un incremento significativo de torque amortiguado, incremente ligeramente el torque sincronizante.

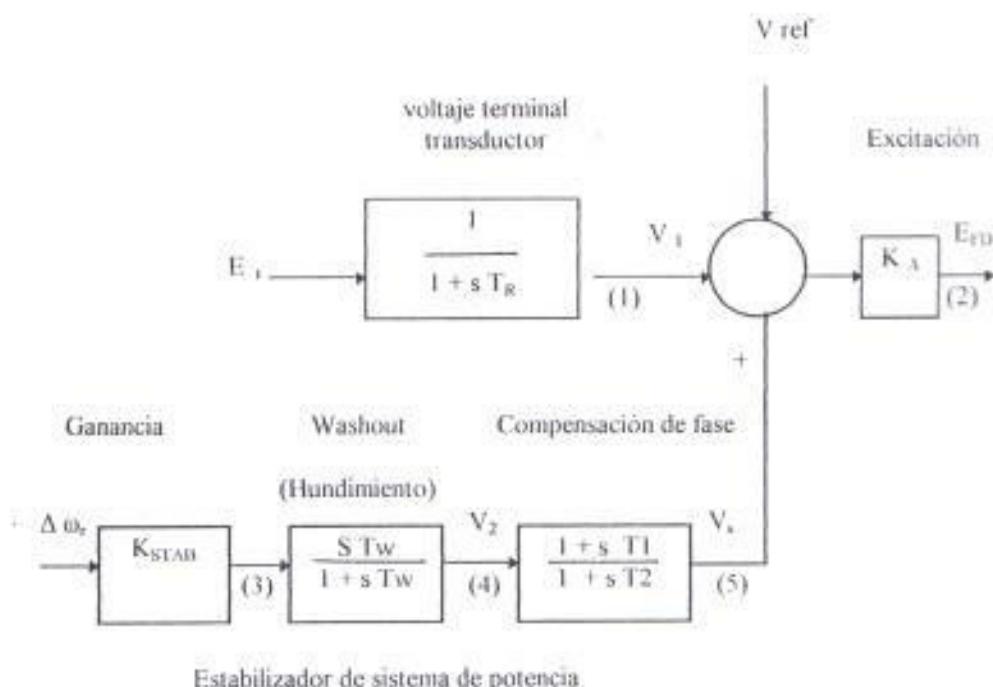


Figura 2.17.-

Sistema de excitación tiristor con AVR y PSS.

El bloque de la señal hundimiento (washout) sirve como un filtro de alto paso, con la constante de tiempo T_w lo suficientemente grande para permitir que las señales asociadas con oscilaciones en ω_r pasen sin variaciones. Desde el punto de vista de la función hundimiento (washout), el valor de T_w no es crítico y puede estar en el rango de 1 a 20 segundos.

La ganancia estabilizadora K_{STAB} determina la cantidad de amortiguamiento introducida por el PSS. Idealmente, la ganancia deberá colocar un valor correspondiente al máximo amortiguamiento, sin embargo esto es a menudo limitado por otras consideraciones. En la aplicación del PSS, deberá asegurarse que el mejoramiento de la estabilidad sea para el sistema completo y no sólo para la estabilidad de pequeñas perturbaciones.

2.8.2. Diseño de control de excitación.-

Los parámetros de los PSS y otros elementos del sistema de excitación son escogidos para mejorar la estabilidad del sistema. Específicamente, los objetivos del diseño de control de excitación son los siguientes:

- La maximización del amortiguamiento de los modos locales como los de los modos de oscilación interarea sin comprometer la estabilidad de otros modos.-
- El mejoramiento de la estabilidad transiente del sistema
- La prevención de factores adversos en el desempeño del sistema durante las mayores perturbaciones que causan grandes incursiones de frecuencias
- La minimización de las consecuencias de la mala función del sistema de excitación debido a fallas producidas en los componentes.-

A continuación presentamos una breve descripción de las consideraciones y procedimientos utilizados para la selección de los parámetros:

a) Ganancia de excitación.-

Un alto valor de K_A es deseable desde el punto de vista de la estabilidad transiente. Un valor aceptable de K_A está alrededor de 200 sin la Reducción de la Ganancia Transiente (TGR).- Las industrias comúnmente practican reducir la ganancia de la excitatriz con altos valores de frecuencia usando el TGR. Los valores típicos de T_A y T_B usados para éste propósito son uno y diez segundos, respectivamente. En un sistema de excitación con grandes valores de T_R , el TGR es requerido para la operación satisfactoria de la unidad generadora en circuito abierto. Con el T_R en el orden de 0.02 segundos, el TGR es innecesario para la operación en circuito abierto.

La necesidad de usar TGR está basada en una cuidadosa evaluación del desempeño dinámico global del sistema y en cómo el TGR afecta la selección de otros parámetros del sistema de excitación.-

b) Compensación de adelanto de fase

Para amortiguar las oscilaciones del rotor, el PSS debe producir una componente de torque eléctrico en fase con la desviación de la velocidad del rotor. Esto requiere de circuitos de adelanto de fase para compensar el adelanto entre la excitatriz de entrada y el torque eléctrico resultante. El PSS es a menudo requerido para mejorar el amortiguamiento de un modo local o un modo de oscilación interarea. Mientras este modo recibe especial atención, la compensación de fase deberá estar diseñada para que el PSS contribuya al amortiguamiento sobre un amplio rango de frecuencia cubriendo ambos modos de oscilación.

El primer paso para determinar la compensación de fase es calcular la respuesta de frecuencia entre la excitatriz de entrada y el torque eléctrico del generador. Sin embargo, al calcular esta respuesta, la velocidad del generador y el ángulo del rotor deberán mantenerse constante. Esto ocurre porque cuando la excitación de un generador es modulada, el cambio resultante en el torque eléctrico causa variaciones en la velocidad del rotor y el ángulo. Como nosotros estamos interesados solamente en la característica de fase entre la excitatriz de entrada y el torque eléctrico, el efecto de la retroalimentación a través de las variaciones del ángulo del rotor deberían ser eliminadas para mantener la velocidad constante.

Por lo tanto, la característica de fase como una función de la frecuencia es obtenida asumiendo una inercia grande para la máquina considerada. Esto asegura que la velocidad o el ángulo no cambien en el rango de frecuencia de importancia para el diseño estabilizador (0.1 a 3 Hz).

c) Señal washout (hundimiento) de estabilización.-

La señal washout (hundimiento) es un filtro de alto paso que previene cambios de estado en la velocidad modificando el voltaje de campo. El valor de la constante de tiempo T_w debería ser lo suficientemente alta para permitir que las señales asociadas con oscilaciones en la velocidad del rotor pasen sin variación. Desde el punto de vista de la función washout (hundimiento), el valor de T_w no es crítico y puede estar en cualquier parte dentro del rango de 1 a 20 segundos. Para oscilaciones tipo local en el rango de 0.8 a 2.0 Hz, un washout de 1.5 es satisfactorio. Desde el punto de

vista de oscilaciones interarea de baja frecuencia una constante de tiempo de 10 segundos o más es aceptable, puesto que constantes de tiempo más bajas resultan en un significativo adelanto de fase en bajas frecuencias - A menos que ésta sea compensada en otra parte, ésta reducirá la componente de torque sincronizante en las frecuencias de interarea

d) Ganancia estabilizadora

La ganancia estabilizadora K_{STAB} , tiene un importante efecto en el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor. El valor de la ganancia es escogido examinando el efecto para un amplio rango de valores. Idealmente la ganancia estabilizadora deberá estar colocada en un valor correspondiente al máximo amortiguamiento. La ganancia estabilizadora es normalmente colocada en un valor que resulte en un alto amortiguamiento de los modos críticos del sistema como sucede en la práctica, sin comprometer la estabilidad de los otros modos del sistema

e) Límites estabilizadores.

El límite positivo de salida del estabilizador es ajustado en un valor relativamente grande en el rango de 0.1 a 0.2 pu.- Esto permite un alto nivel de contribución del PSS durante grandes oscilaciones. Con semejante valor, es esencial tener un medio de limitación del voltaje terminal del generador a sus máximos valores disponibles, típicamente en el rango 1.12 a 1.15 p.u. En el lado negativo, un límite de -0.05 a -0.1 pu es apropiado. Esto permite un suficiente rango de control mientras proporciona una respuesta transiente satisfactoria -

f) Chequeo en el ajuste seleccionado.

La etapa final en el diseño estabilizador encierra la evaluación de sus efectos en el desempeño global del sistema. Primero, el efecto del estabilizador en varios modos de oscilación del sistema es determinado en un amplio rango de condiciones del sistema usando un programa de estabilidad de pequeñas perturbaciones. Esto incluye análisis de los efectos del PSS en los modos locales, interarea, y los modos de control. En particular es importante asegurar que no exista

interacciones adversas con los controles de otras unidades de generación cercana y elementos tales como convertidores HVDC y SVCs. Después de chequear el desempeño del PSS bajo pequeñas perturbaciones, es importante examinar sus efectos en la estabilidad transiente y estabilidad de largo-término. En algunas situaciones, es posible que el voltaje terminal de la máquina caiga debajo del nivel de referencia de la excitatriz, mientras la velocidad de la señal de voltaje esté también cayendo. Esto puede conducir al estabilizador a anular la señal del voltaje de la excitación, causando una reducción de recuperación del transiente. Para prevenir esto es importante limitar la salida del estabilizador y coordinar el desempeño del PSS con otras protecciones y controles tales como límites V/Hz y protección de sobre o baja excitación.

A continuación presentamos un problema en el que se analiza la estabilidad de pequeñas perturbaciones de un sistema de potencia considerando sistemas de excitación y estabilizadores. Este problema ha sido tomado de la página 775 Cap.12 del libro "Estabilidad y Control de los Sistemas de Potencia" cuyo autor es P. Kundur.

Problema 2.

Consideremos el mismo sistema de potencia utilizado en el problema 1 (ver la figura 2.12), pero ahora incluiremos los siguientes tipos de control de excitación:

- (a) Un tiristor excitador con regulador de voltaje automático (AVR) tal como se muestra en la figura 2.18, con los siguientes parámetros $K_A = 200$ y $T_R = 0.02$ s.

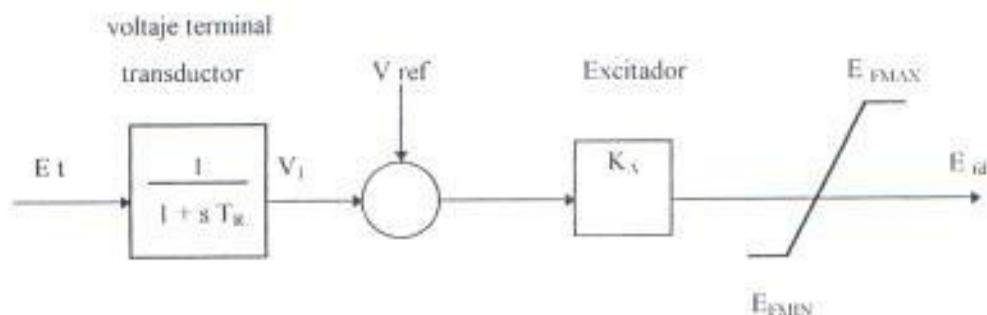


Figura 2.18.

Sistema excitación tiristor con AVR.

- (b) El mismo sistema de excitación de arriba pero con la adición de un estabilizador de sistema de potencia (PSS) tal como se muestra en la figura 2.20, con los siguientes valores de parámetros:

$$K_{\text{STAB}} = 9.5 \quad T_w = 1.4 \text{ s} \quad T_1 = 0.154 \text{ s} \quad T_2 = 0.033 \text{ s}$$

Los parámetros del generador son:

$$\begin{array}{llll} X_d = 1.81 & X_q = 1.76 & X'_d = 0.3 & X_1 = 0.16 \\ R_a = 0.003 & T'_{d1} = 8 \text{ s} & H = 3.5 & K_D = 0 \end{array}$$

Con el circuito 2 de transmisión fuera de servicio, las condiciones de post-falla del sistema en por unidad con base $S_b = 2220 \text{ MVA}$ y $V_b = 24 \text{ Kv}$ son:

$$P = 0.9 \quad Q = 0.3 \text{ (sobreexcitado)} \quad E_t = 1.0 \angle 36^\circ \quad E_d = 0.995 \angle 0^\circ$$

Analizar la estabilidad de pequeños disturbios del sistema para cada uno de los dos tipos de control de excitación, determinando:

- Los elementos de la matriz estado
- Las constantes del diagrama de bloque de la figura 2.19
- Los valores característicos de la matriz estado, la matriz participación, la frecuencia y el porcentaje de amortiguamiento de cada modo oscilatorio.

Solución

Anteriormente vimos el diagrama de bloque de un sistema simple máquina- barra infinita con el generador representado por el modelo clásico. Ahora si consideramos los efectos dinámicos del circuito de campo del generador y le añadimos un sistema de excitación con regulador de voltaje automático AVR tendremos el siguiente diagrama de bloque:

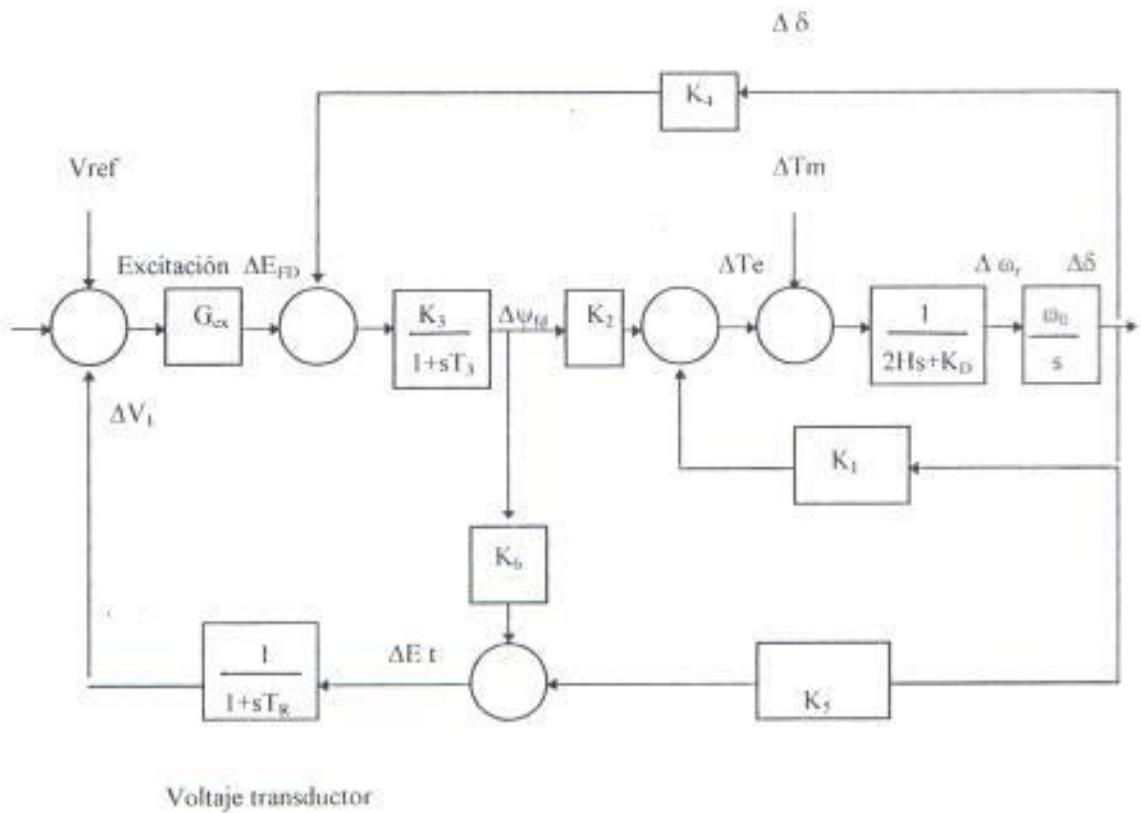


Figura 2.19

Diagrama de bloque de un sistema simple máquina - barra infinita considerando los efectos dinámicos del circuito de campo del generador y un sistema de excitación con regulador de voltaje automático

El modelo espacio-estado para el sistema de potencia, incluyendo el sistema de excitación de la figura 2.19 tiene la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_r \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\Psi}_{fd} \\ \Delta \dot{v}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & 0 \\ a_{21} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta \Psi_{fd} \\ \Delta v_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m$$

Si el torque mecánico de entrada es constante entonces $\Delta T_m = 0$.

Se puede demostrar, aplicando ciertas ecuaciones que los parámetros fundamentales en por unidad del generador equivalente del sistema son los siguientes:

$$L_{ada} = 1.651 \quad L_{aqt} = 1.60 \quad L_T = 0.16 \quad R_{fd} = 0.0006 \quad L_{fd} = 0.153$$

Conocido los valores de los parámetros fundamentales del generador, podemos calcular los valores iniciales de estado estable de las variables del sistema aplicando ciertas ecuaciones, obteniendo los siguientes valores:

$$\begin{array}{ccccc} K_{sd} = K_{sq} = 0.8491 & \delta_1 = 43.13^\circ & e_{fd} = 0.6836 & e_{fd0} = 0.7298 & m_1 = 1.0437 \\ i_{d0} = 0.8342 & i_{q0} = 0.4518 & \delta_0 = 79.13^\circ & F_{fd0} = 2.395 & m_2 = 0.8802 \end{array}$$

Con los valores iniciales de las variables del sistema calculamos las constantes del diagrama de bloque de la figura 2.19 obteniendo:

$$\begin{array}{ccc} K_1 = 0.7643 & K_2 = 0.8649 & K_3 = 0.3230 \\ K_4 = 1.4187 & K_5 = -0.1463 & K_6 = 0.4168 \\ T_3 = 2.365 & T_R = 0.02 & G_{cs}(s) = 200 \end{array}$$

Los elementos de la matriz de estado del sistema incluyendo el tiristor excitador y el AVR serán:

$$\begin{array}{lll} a_{12} = -K_1/2H = -0.1092 & a_{13} = K_2/2H = -0.1236 & a_{21} = 2\pi f_0 = 376.99 \\ a_{32} = -(0.05R_{fd}/L_{fd}) m_1 L'_{ada} = -0.1938 & a_{33} = -0.4229 & a_{34} = (-0.05R_{fd}/L_{ada}) K_A = -27.3172 \\ a_{42} = K_5/T_R = -7.3125 & a_{43} = K_6/T_R = 20.8391 & a_{44} = 1/T_R = -50 \end{array}$$

Por lo tanto la matriz de estado del sistema queda de la siguiente manera:

$$A = \begin{array}{c} \left[\begin{array}{cccc} 0 & -0.1092 & -0.1236 & 0 \\ 376.99 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0.1938 & -0.4229 & -27.3172 \\ 0 & -7.3125 & 20.8391 & -50.0 \end{array} \right] \begin{array}{l} \text{Estados} \\ \Delta\omega_c \\ \Delta\delta \\ \Delta\Psi_{fd} \\ \Delta v_i \end{array} \end{array}$$

Los valores característicos de la matriz de estado del sistema con tiristor y AVR serán:

$$\lambda_1, \lambda_2 = 0.504 \pm j7.23 \quad (\omega_d = 1.15 \text{ Hz}, \gamma = -0.07) \quad \lambda_3 = -20.202 \quad \lambda_4 = -31.230$$

Las magnitudes de los elementos de la matriz participación serán:

0.474	0.474	0.077	0.024	$\Delta \omega_r$
0.474	0.474	0.077	0.024	$\Delta \delta$
0.065	0.065	2.524	1.633	$\Delta \Psi_{fd}$
0.010	0.010	1.677	2.681	Δv_f
λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	

Si analizamos los resultados obtenidos, observamos que tenemos un valor característico complejo conjugado con parte real positiva lo que nos indica que cuando actúan en el sistema el tiristor excitador con el AVR se produce una inestabilidad a través de un modo oscilatorio de frecuencia 1.15 Hz. De los factores de participación, vemos que este modo está asociado con el ángulo del rotor y la velocidad, puesto que los valores más altos de las columnas λ_1 y λ_2 están en esos estados. Los otros dos valores característicos obtenidos son reales negativos los cuales representan modos no oscilatorios cuyas amplitudes decrecen rápidamente. Estos modos están asociados con el regulador voltaje automático y el circuito de campo.

Ahora analicemos la estabilidad de estado estable del sistema cuando actúa el tiristor con AVR y un estabilizador de sistema de potencia PSS. El diagrama de bloque del sistema con el control de excitación anterior y el estabilizador es mostrado en la figura 2.20

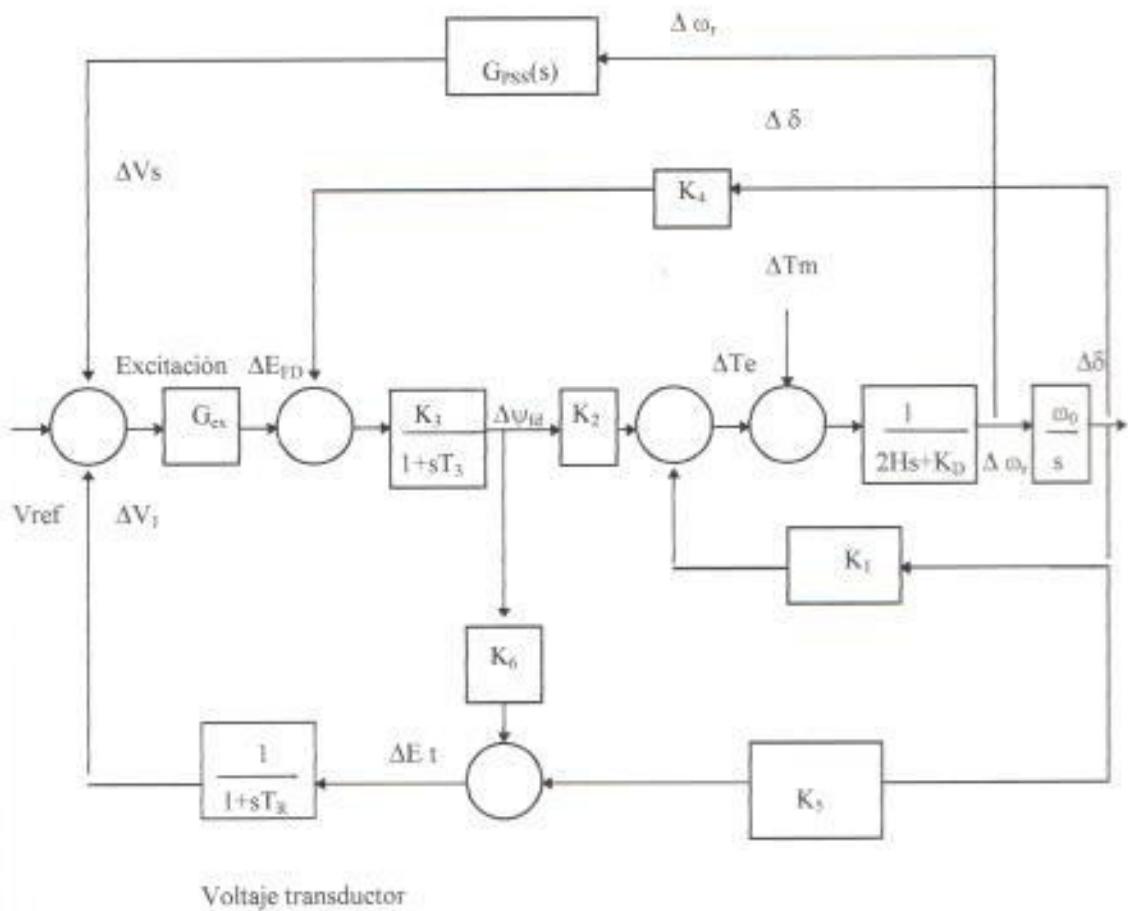


Figura 2.20

Diagrama de bloque de un sistema simple máquina - barra infinita considerando los efectos dinámicos del circuito de campo del generador, un sistema de excitación con regulador de voltaje automático (AVR) y un estabilizador (PSS)

La matriz de estado del sistema incluyendo el AVR y PSS es:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix}
 0 & -0.1092 & -0.1236 & 0 & 0 & 0 \\
 376.99 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & -0.1938 & -0.4229 & -27.3172 & 0 & 27.3172 \\
 0 & -7.3125 & 20.8391 & -50.0 & 0 & 0 \\
 0 & -1.0372 & -1.1738 & 0 & -0.7143 & 0 \\
 0 & -4.8404 & -5.4777 & 0 & 26.9697 & -30.3030
 \end{bmatrix}$$

Estados

Los valores característicos son:

$$\lambda_1 = -39.097$$

$$\lambda_2, \lambda_3 = -1.005 \pm j6.607 \quad (\omega_d = 1.5 \text{ Hz}, \gamma = 0.15)$$

$$\lambda_4 = -0.739$$

$$\lambda_5, \lambda_6 = -19.797 \pm j12.822 \quad (\omega_d = 2.04 \text{ Hz}, \gamma = 0.84)$$

Los valores en magnitud de los elementos de la matriz participación son:

0.004	0.528	0.525	0.035	0.013	0.013	$\Delta \omega_r$
0.004	0.528	0.528	0.035	0.013	0.013	$\Delta \delta$
0.188	0.073	0.073	0.002	0.984	0.984	$\Delta \Psi_{fl}$
0.908	0.025	0.025	0.000	0.527	0.527	ΔV_1
0.012	0.160	0.160	1.072	0.094	0.094	ΔV_2
0.300	0.052	0.052	0.001	0.417	0.417	ΔV_3
λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	

Si analizamos los resultados obtenidos con la inclusión del PSS, vemos que el sistema llega a ser **muy estable**, puesto que todos los valores característicos tienen su componente real negativa. Dos de los valores característicos obtenidos son reales negativos los mismos que representan modos no oscilatorios que están asociados con el sistema de excitación. Los otros valores característicos obtenidos son complejos conjugados que representan dos modos oscilatorios: uno es el modo angular del rotor (puesto que los valores más altos de las columnas λ_2 y λ_3 están en la fila $\Delta \delta$) con una frecuencia de 1.05 Hz. y el otro modo está asociado con el sistema de excitación y el circuito de campo (porque los valores más altos de las columnas λ_5 y λ_6 están en las filas Ψ_{fl} y ΔV_1) y tiene una frecuencia de 2.04 Hz.

A continuación presentamos un resumen de los resultados obtenidos de la frecuencia de oscilación del rotor, y de la relación de amortiguamiento cuando las máquinas están representadas por el modelo clásico y modelo completo con controles de excitación y estabilizadores.

Modelo	Modelo Clásico ($K_D = 0$)	Modelo completo con AVR solamente	Modelo completo con AVR y PSS
ω_d	1.02 Hz	1.15 Hz	1.05 Hz
γ	0	-0.07	0.15

Analizando los resultados obtenidos en los tres casos, observamos que cuando el generador está representado por el modelo clásico la componente real de los valores característicos de la matriz de estado del sistema son iguales a cero lo que significa que la amplitud de oscilación del rotor del generador es constante es decir el sistema no posee amortiguamiento ($\gamma=0$)

En cambio cuando en la máquina síncrona se incluyen los efectos de la variación del flujo de campo y sistemas de excitación (tiristor con AVR) tenemos que los valores característicos de la matriz de estado del sistema tienen la componente real positiva con un factor de amortiguamiento negativo ($\gamma = -0.07$) lo cual representa un incremento de la amplitud de oscilación del rotor del generador lo que a su vez produce inestabilidad en el sistema.

Cuando se añade un estabilizador de sistema de potencia (PSS), la componente real de los valores característicos de la matriz de estado del sistema es negativa y el factor de amortiguamiento positivo ($\gamma = 0.15$) lo cual significa que el sistema se vuelve estable. Este resultado era de esperarse puesto que la función del PSS es mejorar la estabilidad del sistema de potencia añadiendo amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador y controlando el sistema de excitación. Los dos problemas que hemos presentado anteriormente nos servirán de guía para el análisis de estabilidad de pequeñas perturbaciones del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

Nosotros realizaremos el análisis de la estabilidad de pequeñas perturbaciones del SNI cuando las máquinas están representadas por el modelo clásico, modelo completo sin excitación, y modelo completo con excitación. Calcularemos los valores y vectores característicos aplicando programas computacionales, determinaremos los modos de oscilación electromecánicos del sistema y optimizaremos los controles para mejorar el amortiguamiento de los modos críticos de oscilación.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES

3.1.- Descripción del programa de análisis de redes - ANAREDE

El programa de análisis de redes eléctricas es un conjunto de aplicaciones computacionales que tienen como finalidad disponer a las empresas eléctricas nuevas técnicas, algoritmos, y métodos eficientes, adecuados para la realización de estudios en áreas de operación y de planificación de sistemas eléctricos de potencia.

El programa de análisis de redes eléctricas (ANAREDE) V05-01/95 está compuesta por los siguientes programas:

- Programa de flujo de potencia
- Programa de equivalente de redes
- Programa de análisis de contingencia
- Programa de análisis de sensibilidad de tensión.
- Programa de redespacho de potencia activa.

De éstos programas mencionados nosotros solamente utilizaremos el programa de flujo de potencia para la determinación de las condiciones operativas del sistema de potencia

3.1.1 - Programa de flujo de potencia.

a) Función del programa.-

El programa de flujo de potencia tiene como objetivo el cálculo del estado operativo de la red eléctrica para condiciones definidas de carga, generación, y determinadas restricciones operacionales.-

b) Métodos iterativos utilizados para la resolución de las ecuaciones de flujo de potencia.-

El proceso para calcular el estado operativo de la red eléctrica de acuerdo a las condiciones impuestas, consiste en obtener soluciones en forma alternada para el sistema de AC y para el sistema de CC, hasta que las potencias inyectadas en la red de AC y en la red de CC sean menores que una determinada tolerancia.

El primer paso en el proceso de solución es la determinación del estado operativo del sistema de CC para las condiciones iniciales establecidas.- En los siguientes pasos los sistemas de AC y CC son solucionados alternadamente, considerando los controles automáticos activados, hasta obtener la convergencia de interfaces entre éstos sistemas.

Para obtener la solución de las ecuaciones de la red eléctrica de AC se puede utilizar el método de desacoplado rápido o el método de newton. La solución de las ecuaciones es normalmente efectuada por el método de desacoplado rápido. Para la utilización del método de newton es necesaria la activación de la opción NEWT durante una ejecución del código EXLF.

Las condiciones iniciales para el proceso iterativo en ambos métodos son establecidas por los valores especificados en los datos de entrada. Una activación de la opción PART conjugada con la opción NEWT indica que la primera iteración del proceso será efectuada por el método de desacoplado rápido y las demás por el método de newton.

c) Representación de los elementos del sistema.-

Barras AC

Las barras AC pueden ser modeladas de acuerdo a su tipo de la siguiente manera.

TABLA 3.1
Representación de las barras AC

Tipo	Descripción
0	Generalmente llamada como barra de carga (PQ) donde las potencias activa y reactiva de la carga son especificadas. La magnitud de tensión de ésta barra no es regulada excepto para los casos que son controladas por un transformador LTC con una barra PV remota -
1	Generalmente llamada como barra de voltaje controlado (PV) donde la potencia activa de generación y la magnitud de voltaje son especificadas. La generación reactiva es variable y está dentro de límites especificados para mantener una magnitud de tensión constante en las barras.
2	Generalmente llamada como barra de referencia ("slack") donde la magnitud de voltaje y el ángulo de fase son especificados. En cualquier sistema interconectado existe normalmente una barra de referencia cuyo ángulo es una referencia de fase del sistema.
3	Generalmente denominada como barra de carga con límites de magnitud de tensión especificados. La generación de potencia reactiva es ajustada para mantener la magnitud de tensión de la barra entre sus líneas.

Circuitos AC

Las líneas de transmisión y los transformadores son representados por sus circuitos Π equivalentes. Los taps de transformadores pueden ser fijos o variables (LTC) . si son variables deben estar entre los límites máximo y mínimo. Los capacitores y reactores son representados como simples elementos de admitancia conectados a tierra.

Cargas

Las cargas de las barras son representadas como potencia activa y reactiva constante o pueden ser expresadas como una función de magnitud de tensión de barra de acuerdo a la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Carga Activa} &= (100-A-B + A * V + B * V^2) * P/100 && \text{SI } V \geq V_{\text{nd}} \\ &= ((100-A-B)*V^2/V_{\text{nd}}^2 + A * V + B * V^2)*P/100 && \text{SI } V < V_{\text{nd}} \\ \text{Carga Reactiva} &= (100-C-D+C * V + D * V^2)*Q/100 && \text{SI } V \geq V_{\text{nd}} \\ &= ((100-C-D) * V^2/V_{\text{nd}}^2 + C * V + D * V^2)*Q/100 && \text{SI } V < V_{\text{nd}} \end{aligned}$$

donde A,C y B, D son parámetros que definen porciones de carga representadas por corriente e impedancia constante respectivamente. mientras que P y Q son las cargas activa y reactiva para una tensión nominal ($V=1.0$)

V_{nd} es una tensión en la que una parte de la potencia constante pasa a ser representada como una impedancia constante. -

Generadores.

Normalmente las generaciones de potencia activa son fijadas en sus valores especificados, mientras que las generaciones de potencia reactiva varían dentro de sus límites. Los límites de generación de potencia activa son opcionales y deben ser especificados para determinados tipos de estudios como contingencias de generación, contingencias de carga, redespacho de potencia activa, etc.

d) Datos de entrada.-

Los datos de entrada básicos para el programa de Flujo de Potencia son los elementos del sistema y la topología de la red. Estos datos son definidos para el sistema de AC a través de los códigos de Ejecución DBAR y DLIN, y para un sistema de CC a través de los códigos de ejecución DCBA, DCLI, DCNV y DCCV.

Para la realización de estudios relacionados a controles de intercambio son necesario los datos de área y datos adicionales de barras de generación, definidos en los códigos de Ejecución DARE y DGER respectivamente -

Para efectuar monitoreos en los sistema eléctricos pueden ser especificados los datos de monitoreo mediante los códigos de ejecución DMTE, DMGR, DMFL y los datos de límites de magnitud de tensión mediante el código de ejecución DGLT.

e) Controles y solución con ajustes.

En el algoritmo de solución está incluida la representación de los siguientes controles automáticos en el sistema de potencia de AC: 1) intercambio entre áreas, 2) transformadores LTC controlando tensiones de barras adyacentes o remotas, 3) controles de tensión de barra local por fuentes de potencia reactiva, 4) límites de generación de potencia reactiva y 5) límites de magnitud de tensión de barras PQ - Para un sistema de potencia de CC está incluida la representación de control de ángulo de disparo, y el control de tap de transformadores.

1) Intercambio entre áreas

Un control de intercambio entre áreas (Opción CINT) es aplicado antes de cada iteración del método de Newton, o antes de cada iteración P-0 del método de desacoplado rápido.- La aplicación de este control tiene inicio cuando un residuo máximo de potencia activa del sistema fuera menor que el valor de la constante EXST.

2) Variación automática de tap.

Un control de tensión por transformador con variación automática de tap (Opción CTAP) es aplicado después de cada iteración del método de Newton, o después de cada iteración Q-V del método desacoplado rápido.- Una aplicación de este control tiene inicio cuando un residuo máximo de potencia reactiva del sistema fuera menor que un valor constante TPST.

En cada aplicación, es calculado un error de magnitud de tensión de la barra controlada y si este error fuera mayor que la tolerancia del control de tensión (constante TLVC), se ajustará el tap del transformador, dentro de sus límites, de acuerdo con la dirección de control especificada.-

3) Límites de generación de potencia reactiva.-

Un control de límite de generación de potencia reactiva (opción QLIM) es aplicado antes de cada iteración del método de Newton, o antes de cada iteración Q-V del método de desacoplado rápido. La aplicación de este control tiene inicio cuando el residuo máximo de potencia reactiva del sistema fuera menor que el valor de la constante QLST.

En cada aplicación la generación de potencia reactiva de la barra es comparada con sus límites. Si hubiere una violación de estos límites y si este exceso fuera mayor que una tolerancia de límites de generación de potencia reactiva (constante TLPR) la generación de potencia reactiva es fijada en el límite excedido en la barra tipo PQ, dejando de tener una magnitud de tensión controlada.

4) Control remoto de tensión.

Un control remoto de tensión por fuentes de potencia reactiva (Opción CREM) es aplicado después de cada iteración del método de Newton, o después de cada iteración Q-V del método de desacoplado rápido.

En cada aplicación, es calculado un error de magnitud de tensión de la barra controlada y si éste error fuera mayor que la tolerancia del control de tensión (constante TLVC), la magnitud de la tensión de la barra controlada es ajustada de modo a mantener la magnitud de tensión de la barra controlada.- Si la opción QLIM fuera activada, esa magnitud de tensión es ajustada siempre y cuando la generación de potencia reactiva permanezca entre sus límites.

5) Límites de Tensión en las Barras PQ

Un control de magnitud de tensión en las barras PQ entre límites (Opción VLIM) es aplicado antes de cada iteración del método del newton, o antes de cada iteración Q-V del método desacoplado rápido.- Una aplicación de este control tiene inicio cuando el residuo máximo de potencia reactiva del sistema fuera menor que el valor de la constante QLST.

En cada aplicación una magnitud de tensión de la barra es comparada con sus límites. Si hubiere una violación de éstos límites o si éste exceso fuera mayor que la tolerancia del control de tensión (constante TLVC) la magnitud de tensión es fijada en el límite excedido en la barra convertida tipo PV.

f) Convergencia de la solución.-

La solución de las ecuaciones de la red eléctrica es considerada convergente cuando las soluciones de las ecuaciones del sistema de AC o del sistema de CC o la interface entre éstos sistemas fueran convergentes.

Las interfaces entre los sistemas de AC y de CC son consideradas convergentes cuando un desvío máximo de la potencia activa y de la potencia reactiva inyectadas en las barras de AC en interfaces con las de CC fueran menor o igual a los valores de las constantes TEPA y TEPR respectivamente.

Convergencia de la solución del sistema de CC.-

El criterio de convergencia para la solución iterativa de las ecuaciones del problema de flujo de potencia del sistema de CC consiste en una resta entre iteraciones de las magnitudes de las tensiones de los convertidores AC-CC:

$$|V_{i+1} - V_i| \leq \text{constante TUDC}$$

Convergencia de la solución del sistema de AC y criterio de divergencia.-

El criterio de convergencia para la solución iterativa de las ecuaciones del problema de flujo de potencia del sistema de AC

es:

$$|\Delta P| \leq \text{constante TEPA}$$

$$|\Delta Q| \leq \text{constante TEPR}$$

donde

$|\Delta P|$ es el residuo máximo absoluto de potencia activa en todas las barras AC excepto en las de referencia, y

$|\Delta Q|$ es el residuo máximo absoluto de potencia reactiva en todas las barras PQ.

En la solución del problema de flujo de potencia de AC la convergencia global es dependiente de la convergencia de los controles activados y de la convergencia de las ecuaciones de la red eléctrica.

El criterio de convergencia para el control de tensión por variación de tap de transformador y por control remoto de tensión por fuentes de potencia reactiva consiste en el valor absoluto de la diferencia entre las magnitudes de tensión calculada y especificada de la barra controlada:

$$|V^{sp} - V| \leq \text{constante TLVC}$$

El criterio de convergencia para el control de intercambio entre áreas consiste en el valor absoluto de la diferencia entre una importación o exportación calculada de área:

$$|\text{Párea}^{\text{op}} - \text{Párea}| \leq \text{constante TETP}$$

La verificación de la violación de los límites de generación de la potencia reactiva es efectuada comparándose el valor de la generación de potencia reactiva calculado con los respectivos límites. Un límite es considerado excedido cuando:

$$|Q_g - Q_{\text{max}}| \geq \text{constante TLPR}$$

$$|Q_{\text{min}} - Q_g| \geq \text{constante TLPR}$$

La verificación de la violación de los límites de magnitud de tensión en la barra PQ es efectuada comparándose el valor calculado de la magnitud de tensión de la barra con los respectivos límites. Un límite es considerado excedido cuando:

$$|V_g - V_{\text{max}}| \geq \text{constante TLVC}$$

$$|V_{\text{min}} - V_g| \geq \text{constante TLVC}$$

Todas las constantes del programa poseen un valor inicial y pueden ser modificadas por el usuario a través del código de ejecución DCTE.

- g) **Formatos de registros de los datos de entrada para el programa de flujo de potencia.**

El ingreso de los datos de los elementos del sistema de potencia en el programa de flujo de potencia se lo realiza a través de los códigos de ejecución, los cuales describiremos a continuación.

Códigos de ejecución

Los controles de ejecución del programa son efectuados por medios de códigos de ejecución y opciones de control de ejecución. De acuerdo a estos códigos y opciones asociadas, son seleccionadas las funciones del programa.

Los códigos de control de ejecución implementados en esta versión son mostrados en la siguiente tabla:

TABLA 3.2.
Descripción de los códigos de ejecución

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
TITU	Lectura de título
DOPC	Lectura de opciones de control de ejecución patrones
DBAR	Lectura de datos de barra AC
DGLT	Lectura de datos de grupos de límites de tensión.
DGBT	Lectura de datos de grupo base de tensión.
DGER	Lectura de datos de barra de generación
DMOT	Lectura de datos de motor de inducción
DARE	Lectura de datos de área.
DANC	Lectura de datos de alteración del nivel de carga.
DLIN	Lectura de datos de circuito AC
DSHL	Lectura de datos de dispositivos de circuito AC
DCAR	Lectura de datos de carga en función de la tensión
DMTE	Lectura de datos de monitoreo de tensión
DMGR	Lectura de datos de monitoreo de generación de potencia reactiva
DMFL	Lectura de datos de monitoreo de flujo en circuito AC
DCBA	Lectura de datos de barra de CC
DCLI	Lectura de datos de línea de CC
DCNV	Lectura de datos de convertidor AC-CC
DCRE	Lectura de datos de remoción de polos en los circuitos de CC.
DCTG	Lectura de datos de contingencia
DINJ	Lectura de datos de modelo equivalente
DFCT	Lectura de factores de aceleración de convergencia
DVCO	Lectura de datos de variable de control

Continuación de la TABLA 3.2

CÓDIGO	DESCRIPCION
DCUR	Lectura de datos de la curva de costo de variable de control
DRES	Lectura de datos de restricción lineal
DREL	Lectura de áreas de resultados a ser suprimidas
DCTE	Lectura / modificación de datos de constantes
EXLF	Ejecución del programa de flujo de potencia
EXEQ	Ejecución del programa de equivalente de redes
EXCT	Ejecución del programa de análisis de contingencias
EXSB	Ejecución del programa de análisis de sensibilidad de tensión.
EXOP	Ejecución del programa de redespacho de potencia activa
RELA	Emisión de resultados y monitoreo del sistema
CART	Graba los datos de entrada en archivo
ULOG	Asociación de unidades lógicas de los archivos
ARQV	Control de archivo de casos almacenados
CASO	Inicialización para estudio de un nuevo caso
FIM	Término de ejecución

De todos éstos códigos de ejecución mostrados , nosotros explicaremos detalladamente solamente los que utilizaremos para la elaboración del archivo de flujo de potencia de nuestro sistema de potencia analizado.- Estos códigos son TITU, DCTE, DBAR, DLIN, DGLT, DARE, EXLF, ARQV, y FIM

TABLA 3.3

Formato de registro de los códigos y opciones de control de ejecución

Campo	Columnas	Descripción
Código	01-04	Código de Ejecución asociado a una función a ser procesada
Opciones	06-09 11-14 61-64 66-69	Opciones de control de ejecución asociadas al código de ejecución definido en el campo código. Cuando un número de opciones requeridas fuera mayor que 13, entonces 12 opciones pueden ser especificadas en el registro y una opción + debe ser especificada de modo que permita que las opciones restantes sean especificadas en los registros siguientes.

De acuerdo a la tabla 3.3 nosotros debemos escribir el código de ejecución en las columnas 1 a 4 en nuestro archivo de datos y a continuación, en las columnas 5 a 69 las opciones de control disponibles para este código. Así por ejemplo, si queremos ingresar los datos de las barras de un sistema de potencia debemos escribir primero el código de ejecución DBAR entre las columnas 1 a 4 y a continuación las opciones de control disponibles para este código como IMPR, FILE 80CO, etc.-

Código de ejecución TITU

El código de ejecución TITU indica la lectura del título del caso en estudio. Este código no tiene opciones de control disponibles. Así pues si queremos registrar el título de nuestro caso de estudio debemos escribir primero la palabra

TITU en las columnas indicadas por la tabla 3.4, y en la siguiente línea se escribirá el título del caso a ser analizado -

TABLA 3.4

Formato de registro del título de caso.

Campo	Columnas	Descripción
Título	01-80	Identificación alfanumérica para el caso en estudio Esta identificación es impresa por el programa en todas las páginas de resultados de salida. Si éste código de ejecución no fuera utilizado, el caso en estudio no será identificado.

Código de ejecución DCTE

El código de ejecución DCTE sirve para la lectura y modificación de los datos de las constantes utilizadas en el programa. La modificación de una constante específica será efectuada a través del nombre del campo y del nuevo valor asociado a la constante. Es importante resaltar que una alteración de cualquier constante debe ser efectuada antes de la ejecución del código que requiera ser utilizado. Las opciones de control disponibles para este código de ejecución son IMPR FILE 80CO. Los nombres de los campos y los valores correspondientes de las constantes positivas a ser alterados son mostrados en la tabla 3.5.-

12

TABLA 3.5

CAMPO	DESCRIPCIÓN	DEFAULT
TEPA	Tolerancia de convergencia de error de potencia activa en la barra	1.0 MW
TEPR	Tolerancia de convergencia de error de potencia reactiva en la barra	1 MVar
TLPR	Tolerancia para limite de generación de potencia reactiva	1 MVar
TLVC	Tolerancia para tensiones controladas	0.5%
TLTC	Tolerancia para limite de tap de transformador	0.1%
TETP	Tolerancia para error de intercambio de potencia activa entre áreas	5.0 MW
TBPA	Tolerancia para error de redistribución de potencia activa en contingencias de generación/carga	5.0 MW
TSFR	Tolerancia para detección de separación de la red eléctrica	0.01 %
TUDC	Tolerancia de convergencia de error de tensión en la barra CC	0.01%
TADC	Tolerancia para limite de ángulo de disparo	0.01%
BASE	Base de potencia para sistema AC	100 MVA
DASE	Base de potencia para sistema CC	100 MW
ZMAX	Valor limite de impedancia en la cual los circuitos equivalentes son despreciados	500%
ACIT	Número máximo de iteraciones en la solución de flujo de potencia AC	10
LPIT	Número máximo de iteraciones de problema de programación lineal	20
LFLP	Número máximo de iteraciones de problema de redespacho de potencia activa	5
LFIT	Número máximo de iteraciones en la solución de interfaces AC-CC	10
DCIT	Número máximo de iteraciones en la solución de flujo de potencia CC	10
VSIT	Número máximo de iteraciones en ajuste de tensión en la barra CC	10
LCRT	Número máximo de líneas por página de resultados en unidad lógica # 6	23
LPRT	Número máximo de líneas por página de resultados en unidad lógica # 4	60
LFCV	Número de iteraciones de método desacoplado rápido antes de inicio del proceso de solución por el método de Newton-Raphson.	1

continuación de la TABLA 3.5

CAMPO	DESCRIPCIÓN	DEFAULT
TPST	Tolerancia de error de potencia reactiva para aplicación de variación automática de tap del transformador	500 MVar
QLST	Tolerancia de error de potencia reactiva para aplicación de control de límite de generación de potencia reactiva.	4*TEPR
EXST	Tolerancia de error de potencia activa para aplicación de control de intercambio de potencia activa entre áreas	4* TEPA
TLPP	Tolerancia para la capacidad de cargamento de circuitos.	1%
TLPQ	No es utilizado en ésta versión	
TLPV	No es utilizado en ésta versión.	
TSBZ	Tolerancia para detección de variación nula de flujo de potencia activa en los circuitos externos del sistema	0.01 MW
TSBA	Tolerancia para detección de pequeñas variaciones de flujo de potencia activa en los circuitos externos del sistema	5.0 MW
PGER	Porcentaje de generación de potencia activa a ser removida de los generadores del sistema interno para el cálculo de variables de flujo de potencia activa en los circuitos externos del sistema	30 %
VDVN	Tensión mínima para prueba de divergencia automática de caso	50%
VDVM	Tensión máxima para prueba de divergencia automática de caso.	150%
ASTP	Valor máximo de corrección de ángulo de fase de tensión durante un proceso de solución	0.05 rd
VSTP	Valor máximo de corrección de magnitud de tensión durante un proceso de solución	5.0%
VFLD	Valor de tensión abajo del cual una porción de potencia constante de las cargas pasa a ser modelada como una impedancia constante	0.7 p.u.
HIST	Número de registro de archivo de casos almacenados en formato ANAREDE	0

continuación de la TABLA 3.5

CAMPO	DESCRIPCIÓN	DEFAULT
ZMIN	Valor mínimo de módulo de impedancia de circuitos CA. Si un circuito tiene un módulo de impedancia menor que este valor, el módulo será convertido para un valor mínimo.	0.001%
PDIT	Número de iteraciones para estimación de pérdidas en modelo de flujo de carga linealizado.	1

δ Esta constante sólo tiene efecto en la operación de inicialización de un archivo de casos almacenados (opción INIC de código de ejecución ARQV). Versión para microcomputadores 140, para estaciones de trabajo 500.-

Esta constante sólo puede ser modificada en versiones para computadoras que permitan un criterio de archivo de casos almacenados en el tiempo de ejecución del programa.-

En resumen, para ingresar los datos de las constantes, debemos primero registrar el código DCTE y a continuación las opciones activadas.- Luego registrar los nombres de los campos con los respectivos datos de constantes, y al final se colocará 9999 que indica el fin del conjunto de los datos. Las columnas donde debe ir registrados todos éstos valores son indicados en la tabla 3.6.-

TABLA 3.6

Formato de registro de los nombres de los campos y de los valores de las constantes

Campo	Columnas	Descripción
NOMBRES	01-04 13-16 25-28 37-40 49-53 61-64	Nombres de las correspondientes constantes a ser modificadas
CONSTANTE	06-11 18-23 30-35 42-47 54-59 66-71	Constantes asociadas a los nombres definidos en el campo de NOMBRE.

Formato de registro de los datos de las barras AC

Código de ejecución DBAR

El código de ejecución DBAR nos indica la lectura de los datos de las barras AC

Este código de ejecución tiene las siguientes opciones de control disponibles : IMPR FILE 80CO

Para ingresar los datos de las barras AC debemos primero escribir el código de ejecución DBAR y luego las opciones de control

Después se escriben los datos de las barras AC de acuerdo al formato que indica la tabla 3.7.

Finalmente se escribe el número 9999 en las columnas 1-4 que indica el fin del conjunto de los datos.

TABLA N° 3.7

Campo	Columnas	Descripción	Default
Número	01-04	Número de identificación de la barra AC	
Operación	06-06	A ó 0 - adición de datos de barra E ó 1 - eliminación de datos de barra M ó 2 - modificación de datos de barra	A
Tipo	08-08	0- barra de carga (PQ- Inyección de potencias activa y reactiva fijas) 1- barra de tensión regulada (PV- Inyección de potencia activa y Magnitud de tensión fijas) 2- barra de referencia (V0 , Magnitud de tensión y ángulo de fase fijo) 3- barra de carga con límite de tensión (PQ- Inyección de potencia activa y reactiva fijas en cuanto la magnitud de tensión debe permanecer entre los valores límites)	0
Grupo de Base de Tensión	09-09	Dígito (0 a 9) o caracter (A a Z). Los valores asociados a los grupos base de tensión son definidos en el código de ejecución DGBT. Los grupos que no fueren definidos tendrán valor igual a 1 Kv	0
Nombre	10-21	Identificación alfanumérica de la barra	
Grupo de Límite de Tensión	22-22	Dígito (0 a 9) o caracter (A a Z) . Los valores asociados a los grupos de límite de tensión son definidos en código de ejecución DGLT. Los grupos que no fueran definidos dentro de los valores límites de tensión , mínimo y máximo, iguales a 0.8 y 1.2 p.u. respectivamente	0
Tensión	23-26	Valor inicial de magnitud de tensión en p.u. Para barra de tensión controlada, remotamente o no, por generación de potencia reactiva o por variación de tap de transformador, este campo debe ser previsto con un valor de magnitud de tensión constante. El punto decimal está implícito entre las columnas 23 y 24.	1
Angulo	27-30	Angulo de fase inicial de tensión de barra en grados.	0
Generación Activa	31-35	Valor de generación de potencia activa de barra en MW. Este campo define un punto base de operación sobre el cual las acciones de control son ejecutadas de modo de mantener un intercambio de potencia activa entre áreas.	0.0 MW

CONTINUACION DE LA TABLA N° 3.7

Campo	Columnas	Descripcion	Default
Generación reactiva	36-40	Valor de generación de potencia reactiva en la barra, en MVar. Para una barra de carga éste valor es fijo. Para barras de tensión controlada y de referencia con límites de generación de potencia reactiva especificados, éste campo puede ser dejado en blanco.	0
Generación reactiva Mínima	41-45	Valor de límite mínimo de generación de potencia reactiva en la barra, en MVar.	
Generación Reactiva Máxima	46-50	Valor de límite máximo de generación de potencia reactiva de barra en MVar	
Barra Controlada	51-55	Para barras de tensión regulada y de referencia, con límites de potencia reactiva especificados, este campo se destina al número de barra cuya magnitud de tensión será controlada	A propia barra
Carga Activa	56-60	Valor de carga activa de la barra en MW.	0
Carga Reactiva	61-65	Valor de carga reactiva de barra en MVar.	0
Capacitor Reactor	66-70	Valor total de potencia reactiva inyectada en la barra en MVar, por bancos de capacitores/reactores. El valor a ser previsto en este campo se refiere a la potencia reactiva inyectada con tensión nominal (1.0 p.u.)	0
Area	71-72	Número de área al que pertenece la barra	0

Código de ejecución DLIN

El código de ejecución DLIN tiene como función leer los datos de circuito de CA (Lineas y transformadores) Este código de ejecución posee las siguientes opciones de control: IMPR FILE 80CO. Para ingresar los datos de un circuito de CA, debemos primero escribir el código de ejecución DLIN y las opciones de control de acuerdo al formato mostrado por la tabla 3.3.- Luego se registran los datos de las líneas y de los transformadores a través del formato indicado en la tabla 3.8.- Finalmente se escribe el número 9999 en las columnas 1-4 que indica el fin del conjunto de los datos -

TABLA 3.8.

Formato de registro de los datos de circuito de AC (líneas y transformadores)

CAMPO	COLUMNAS	DESCRIPCIÓN
De Barra	01-04	Número de barra de una de las extremidades del circuito definido en el campo número de código de ejecución en DBAR.
Operación	06-06	A o 0 - adición de datos de circuito E o 1 - eliminación de datos de circuito M o 2 - modificación de datos de circuito
Para Barra	09-12	Número de barra de otra extremidad del circuito definido en campo Número de Código de Ejecución en DBAR.
Circuito	13-14	Número de identificación de circuito AC en paralelo.
Estado	15-15	L si el circuito está en operación. (ligado) D si el circuito está fuera de operación (desligado)
Propietario	16-16	F si un circuito pertenece un área de barra definida en campo De Barra T si un circuito pertenece a un área de barra definida en campo Para Barra.

Continuación de la TABLA 3.8.

Campo	Columnas	Descripción
Resistencia	18-23	Valor de resistencia de circuito en %. Para los transformadores, éste valor corresponde a un valor de resistencia para tap nominal - Punto decimal está implícito entre las columnas 21 y 22.
Reactancia	24-29	Valor de reactancia de circuito en %. Para transformadores este valor corresponde a un valor de reactancia para un tap nominal - Punto decimal implícito entre las columnas 27 y 28.
Susceptancia	30-35	Valor total de susceptancia shunt de circuito en MVAR.
Tap	36-40	Punto decimal implícito entre las columnas 32 y 33. Valor de tap referido a una barra definida en el campo De Barra, en p.u., para los transformadores de tap fijo o una estimativa de éste valor para los transformadores con variación automática de tap. Punto decimal implícito entre columnas 37 y 38.
Tap mínimo	41-45	Valor mínimo que el tap puede asumir en p.u., para transformadores con variación automática de tap. Punto decimal implícito entre las columnas 42 y 43.
Tap máximo	46-50	Valor máximo que tap puede asumir en p.u., para transformadores con variación automática de tap. Punto decimal implícito entre columnas 47 y 48.
Desfase	51-55	Valor de ángulo de desfaseamiento en grados, para transformadores desfasadores. El desfaseamiento angular especificado es aplicado en relación a un ángulo de barra definida en campo De Barra. El punto decimal está implícito entre las columnas 53 y 54.
Barra Controlada	56-60	En caso de circuitos tipo transformador con variación automática de tap este campo es destinado al número de barra cuya magnitud de tensión debe ser controlada.
Capacidad Normal	61-64	Capacidad de carga del circuito en condiciones normales para fines de monitoreo de flujo en MVA.
Capacidad de Emergencia	65-68	Capacidad de carga del circuito en condición de emergencia para fines de monitoreo de flujo en MVA.

Código de ejecución DGLT

El código de ejecución DGLT tiene como función leer los datos de los grupos de límites de tensión. Los controles de ejecución disponibles por este código son: IMPR FILE 80CO. Para el registro de los datos debemos primero ingresar el código de ejecución DGLT seguido de las opciones de acuerdo al formato de la tabla 3.3.- Luego se registran los datos de los grupos de límites de tensión de acuerdo al formato dado por la tabla 3.9. Finalmente se escribe el número 99 en las columnas 1-2 indicando el fin del conjunto de los datos.

TABLA 3.9.

Formato de registro de los datos de los grupos de límites de tensión.-

Campo	Columnas	Descripción
Grupo	01-02	Grupo de límite de tensión, definido en campo Grupo de Límite de Tensión en Código de ejecución DBAR.
Límite Mínimo	04-08	Valor mínimo de tensión a ser asociado a grupo de límite de tensión en p.u.
Límite Máximo	10-14	Valor máximo de tensión a ser asociado al grupo de límite de tensión en p.u.

Código de ejecución DARE

El código de ejecución DARE tiene como función leer los datos de intercambio de potencia activa entre áreas. Las opciones de control disponibles por este código son: IMPR FILE 80CO. Para el registro de los datos debemos registrar primero el código de ejecución DARE seguido de las opciones de control. Luego se registra los datos de área de acuerdo al formato de la tabla 3.10. Finalmente escribimos el número 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin del conjunto de los datos.-

TABLA 3.10

Formato de registro de los datos de área

Campo	Columnas	Descripción
Número	01-04	Número de área, definido en campo Área de Código de Ejecución DBAR.
Intercambio Líquido	09-14	Valor líquido de intercambio de área, en MW (valor + para exportación y negativo para importación)
Nombre	20-55	Identificación alfanumérica de área.
Intercambio Mínimo	57-62	Valor mínimo de intercambio líquido de área, en MW (valor + para exportación y - para importación)
Intercambio Máximo	64-69	Valor máximo de intercambio líquido de área, en MW (valor positivo para exportación y negativo para importación -)

Código de ejecución EXLF

El código de ejecución EXLF tiene como función calcular la solución del problema de flujo de potencia. Las opciones de control disponibles son:

NEWT RCVG PART LFDC CINT RGER
 FLAT QLIM VLIM CREM CTAP RLIN
 MOST MOCT MOSG MOCG MOSF RSIS
 RMON RILH FILE 80CO STEP RREF
 ERRC ERRS DPER MOCF PERD RTRA

El registro de este código se lo hace colocando EXLF y a continuación las opciones de control activadas.

Descripción de las opciones de control de ejecución utilizadas para el programa de flujo de potencia

Nosotros sólo describiremos en este informe las opciones de control de ejecución que hemos utilizado en nuestro archivo de flujo de potencia para nuestro sistema de potencia estudiado.

Opción CTAP

Activa la aplicación de control de tensión por variación automática de tap de transformador (LTC) durante un proceso de solución de problema de flujo de potencia. Los valores de tap de éstos transformadores son modificados, dentro de los respectivos límites para mantener las magnitudes de tensión especificadas en las barras controladas.-

Opción PART NEWT

Cuando se activa esta opción la primera iteración del proceso de solución de ecuaciones de flujo de potencia es efectuada utilizando el método de desacoplado rápido y luego las demás iteraciones son efectuadas por el método newton raphson. Si esta opción no fuera especificada la solución se la obtiene por el método de desacoplado rápido.

Opción OLIM

Activa una aplicación de control de límite de generación de potencia reactiva durante el proceso de solución de problema de flujo de potencia. El valor de generación de potencia reactiva de una barra es comparado con los respectivos límites y mientras no sean violados los límites, la magnitud de tensión de la propia barra o de una barra remota es mantenida constante. Cuando uno de los dos límites fuera violado, la generación de potencia reactiva es fijada en este límite y la magnitud de tensión deja de ser controlada.

Opción IMPR

Si esta opción es utilizada con los códigos de ejecución de lectura de datos (DBAR, DLIN, DARE, etc) imprimirá los resultados de los datos correspondientes. Si es utilizada con el código de ejecución CART activa una impresión de datos grabados en archivo en formato de los datos de entrada. Si se la utiliza con el código de ejecución ARQV activa la impresión de los mensajes relativos a las operaciones efectuadas en el archivo de casos almacenados.

Opción FILE

Indica que los resultados de salida que están en formato de 132 o de 80 columnas serán impresos en la unidad lógica # 4

Opción 80CO

Indica que los resultados serán impresos en formato de 80 columnas.

Opción RLIN

Imprime los resultados completos del sistema por área constanding el número, tipo y nombre de barra, magnitud y ángulo de fase de la tensión, generación de potencia activa y reactiva, carga activa y reactiva potencia activa y reactiva relativa en CC, carga activa y reactiva relativa en el motor de inducción. Para una barra en cuestión, imprime los datos relativos a sus conexiones constanding el número y nombre de la barra de la otra extremidad del circuito, número de circuito, flujo de potencia activa y reactiva, valor de tap, ángulo de desfaseamiento y una indicación del circuito de interligación entre áreas. Al final de los resultados de cada área se presenta un resultado total en el que consta la generación, la carga total de la potencia activa, la potencia activa total en CC, total de shunt, pérdidas totales de potencia activa, generación equivalente y carga total de potencia reactiva, potencia reactiva total en CC, total de shunt, y las pérdidas totales de potencia reactiva -

Opción RGER

Imprime los resultados de las barras de generación por área constanding el número, nombre, y tipo de barra, así como la magnitud y el ángulo de fase de tensión, generación mínima, máxima, y actual de la potencia activa y la respectiva indicación de violación de límites, generación mínima, máxima y actual de la potencia reactiva y la respectiva indicación de violación de límite, factor de participación de generación de potencia activa, y el número de barra con tensión controlada por el generador.

Opción RSIS

Muestra un resumen del sistema constando el número de áreas, de barras AC, de generadores, de shunts, de barras controladas, de cargas que varían con una magnitud de tensión, grupos de motores de inducción, de transformadores, de circuitos interligados pertenecientes a área y el número de interligaciones de AC del área. En resumen muestra el número total y el número máximo permitido para los elementos del sistema.

Opción MOCF

Para cada caso procesado, base o de contingencia, la opción MOCF efectúa un monitoreo de flujo de potencia MVA de todos los circuitos del sistema. Los valores de violaciones son calculados comparándose los flujos de los circuitos con las respectivas capacidades de carga.

Opción MOCG

Para cada caso procesado, base o de contingencia, la opción MOCG efectúa un monitoreo de generación de potencia reactiva de todas las barras de AC de generación del sistema. Los valores de las violaciones son calculados comparándose las generaciones de potencia reactiva de las barras con sus respectivos límites.

Opción MOCT

Para cada caso procesado, base o de contingencia, la opción MOCT efectúa un monitoreo de tensión de todas las barras AC del sistema. Los valores de las violaciones son calculados comparándose las magnitudes de tensión de las barras con los respectivos valores límites.

Opción RREF

Muestra el resultado de las barras AC de referencia del sistema constando el número, tipo y área de la barra, magnitud de tensión y ángulo de fase, generación programada, mínima, máxima y actual de potencia activa y la respectiva indicación de violación. También nos muestra la generación mínima, máxima y actual de potencia reactiva y la respectiva indicación de violación del límite, así mismo nos indica el factor de participación equivalente de generación de potencia activa, inyección equivalente de potencia activa y número de barra controlada.

Opción RCVG

Muestra el resultado de la convergencia del proceso iterativo de la solución de flujo de potencia, incluyendo las opciones de control automáticas activadas. En la solución de problema de flujo de potencia de AC, nos muestra para los subproblemas P- θ y Q-V, el número de iteraciones, de residuo máximo, el número de barra asociada al residuo máximo, el indicador FM de formación y factorización de la matriz solución, los números de circuito con límite de tap violado.

También presenta una convergencia final constando el número de iteraciones de proceso de convergencia de interface entre los sistemas AC y CC, el número de iteraciones de subproblemas P- θ y Q-V, el número total de iteraciones de problema de flujo de potencia de CC, los residuos máximos de potencia activa y reactiva, los números de barras asociados a los residuos máximos de potencia, el residuo máximo de tensión y el número de convertidor AC-CC asociada a éste residuo.

Opción RTRA

Imprime los transformadores de tap fijo y variable (opción RTRA). En los resultados de la impresión constará el número y nombre de las barras de las extremidades del circuito, el valor mínimo, actual y máximo de tap, el número de barra controlada, la magnitud de tensión especificada y el ángulo de desfaseamiento.

Opción GRAV

Graba en el archivo de casos almacenados de flujo de potencia un caso conteniendo todas las informaciones y datos relativos al sistema eléctrico en memoria.

Opción SUBS

Permite sustituir un caso que está grabado en el archivo de casos almacenados de flujo de potencia por un caso nuevo. Esta opción sólo tiene efecto si fuera conjugada con la opción GRAV.

Código de ejecución ARQV

De acuerdo a la opción que se seleccione, el código de ejecución ARQV puede realizar las siguientes operaciones:

1. Inicialización de archivo.

Para inicializar un archivo que se ha creado el código de ejecución ARQV debe ir acompañado de las siguientes opciones INIC IMPR FILE 80CO PECO

2. Eliminación de caso grabado.

Para eliminar del archivo un caso grabado anteriormente, deberá escribirse las siguientes opciones de control a continuación del código de ejecución ARQV: ELIM IMPR FILE 80CO PECO

3. Grabación de caso.

Para grabar en un archivo un caso que contenga todas las informaciones y datos relativos a un sistema eléctrico deberá escribirse las siguientes opciones junto al código ARQV: GRAV IMPR FILE 80CO PECO SUBS

4. Restablecimiento de caso.

Para restablecer en una memoria todas las informaciones y datos relativos del sistema grabado en un caso se deberá ingresar las siguientes opciones junto al código ARQV: REST IMPR FILE 80CO PECO

5. Lista de casos grabados.

Para generar una lista de informaciones relacionadas a todos los casos grabados en un archivo propio deberemos ingresar el código ARQV seguido de las siguientes opciones LIST IMPR FILE 80CO PECO

La operación "Lista de casos grabados" no requiere datos adicionales para su ejecución. Las demás operaciones requieren una especificación del número de caso a ser eliminado, grabado o restablecido, o una confirmación de inicialización del archivo.- La operación "Lista de casos grabados" puede ser utilizada en conjunto con cualquier otra operación. Entre tanto las demás operaciones no pueden ser usadas para conjugarlas entre si.- Las tablas 3.11 y 3.12 nos muestran el formato que se debe seguir para registrar el número de caso que va a ser grabado, eliminado, restablecido o confirmado para la inicialización del archivo.

TABLA 3.11

Formato de registro del número de caso.

CAMPO	COLUMNAS	DESCRIPCIÓN
Número	1-2	Número de caso a ser eliminado, grabado o restablecido de acuerdo a la opción especificada (ELIM, GRAV, o REST). Si la operación a ser efectuada fuera la de grabación de un caso, este campo puede ser dejado en blanco. Si la operación de grabación fuera un número de un caso ya existente, la grabación se efectúa con la opción SUBS (Sustitución) -

TABLA 3.12

Formato de registro para confirmación de inicialización de archivo

Campo	Columnas	Descripción
Confirmación	1-3	Caracteres SIM para la confirmación de inicialización del archivo.

Código de Ejecución FIM

Función

El código de Ejecución FIM indica el término de ejecución de programa

Opciones de Control de Ejecución Disponibles

No hay opciones disponibles para este Código de Ejecución.

Conjunto de Datos

El Registro se lo hace con el código FIM en las columnas 1-3.

3.1.2. Ejecución del programa de flujo de potencia

Una vez que se hayan registrado los datos del sistema en el archivo flujo de potencia del programa ANAREDE a través de los códigos de ejecución y de las opciones de control, se procede a la ejecución de este programa mediante la utilización del código de ejecución ULOG. El código de ejecución ULOG nos asocia unidades lógicas con los archivos utilizados en el programa ANAREDE. La tabla 3.13 nos muestra todos los archivos que se pueden utilizar en el programa ANAREDE con sus respectivas unidades lógicas asociadas.

TABLA 3.13

<i>Unidad Lógica</i>	<i>Descripción</i>
# 1	Archivos de datos de entrada con los códigos y opciones de control de ejecución y los datos relativos al sistema eléctrico en estudio.
# 2	Archivo ANAREDE de casos almacenados de flujo de potencia.
# 3	Archivo para avalar el desempeño de técnicas y algoritmos impregnados en el programa.
# 4	Archivo de impresión de resultados si una opción de control de ejecución FILE es activada en formato 132 columnas o 80 columnas (opción 80CO).
# 5	Terminal de video. Esta unidad lógica no puede ser redireccionada.
# 6	Archivo de impresión de resultados en terminal de video en formato de 80 columnas. Esta unidad lógica no puede ser redireccionada.
# 7	Archivo de grabación de Códigos, Opciones de Control de Ejecución y datos relativos al sistema eléctrico, en formato de datos de entrada.
# 8	Archivo POWERMOD de casos almacenados de flujo de potencia.
# 9	Archivo no utilizado en ésta versión.
# 20	Archivo de formatos utilizados por el programa.
# 21	Archivo de mensajes utilizados por el programa. -

A continuación describiremos detalladamente cada uno de éstos archivos que se pueden utilizar para la ejecución del programa ANAREDE:

Unidad lógica #1

Nombre Lógico: ANASDATOS

Descripción.-

El archivo de datos de entrada (ULOG #1) es un archivo secuencial formateado almacenado en el disco o terminal de video. A través de esta unidad lógica son efectuadas todas las entradas de datos para el programa, sean códigos, opciones de control de ejecución o datos de redes eléctricas. **El nombre del archivo asociado a ésta unidad deberá tener la extensión PWF.-**

Una asociación de ésta unidad lógica a un terminal de video torna más flexible el control de ejecución del programa, la realización de estudios y análisis de resultados. Este modo de operación es eficiente cuando los datos relativos al sistema eléctrico son ingresados en un caso de archivos almacenados de flujo de potencia (Unidad lógica #2 o #8).

Unidad logica #2

Nombre Lógico: ANASAVCA

Descripción.

El archivo ANAREDE de casos almacenados (ULOG#2) es un archivo de acceso directo, no formateado y almacenado en disco. Antes de la utilización normal del archivo, éste debe ser creado e inicializado por el usuario a través del código de ejecución ARQV con una opción INIC activada. Para la confirmación de la creación de éste archivo se ingresa el caracter SIM.- **El nombre del archivo asociado a ésta unidad lógica deberá tener la extensión HIS.**

Unidad lógica #3*Nombre Lógico:* ANASTEMPODescripción.

El archivo de datos para evaluación del desempeño de algoritmos y técnicas utilizadas por el programa (ULOG #3) es un archivo secuencial no formateado almacenado en disco. Cuando una opción ERRC o ERRS fuera activada durante una ejecución de código EXLF o EXCT es grabado un archivo con datos de entrada para el programa ERRMOD para evaluación de técnicas y algoritmos utilizados por el programa ANAREDE.

Unidad lógica #4*Nombre Lógico:* ANASPRINTDescripción.

El archivo de impresión de resultados de salida (ULOG#4) es un archivo secuencial formateado almacenado en disco, impresora o terminal de video. **El nombre del archivo asociado a ésta unidad lógica deberá tener una extensión PRN.-**

Unidad lógica #5*Nombre Lógico:* ANASINPUTDescripción

Es un archivo de interface usuario-programa (ULOG#5) . Este archivo es definido como terminal de video y no puede ser redireccionado.

Unidad lógica #6

Nombre Lógico: ANASVIDEO

Descripción

Es un archivo de impresión de resultados de salida en monitor. (ULOG#6). Este archivo es definido como terminal de video y no puede ser redireccionado

Unidad lógica #7

Nombre Lógico: ANASPUNCH

Descripción

Es un archivo de grabación de datos en formato de entrada del programa ANAREDE (ULOG#7)

Unidad lógica #8

Nombre Lógico: ANASPWMOD

Descripción

El archivo POWERMOD de casos almacenados (ULOG#8) es un archivo de acceso directo almacenado en el disco. Antes de su utilización normal este archivo debe ser creado e iniciado el usuario a través del código de ejecución ARQV con las opciones PECO e INIC activadas.

Unidad lógica #9

Nombre Lógico: ANASSEQNF

Descripción:

No es utilizado en esta versión.

Unidad lógica #20

Nombre Lógico: ANASFORMA

Descripción:

El archivo de formatos del programa ANAREDE es un archivo de acceso directo , que contiene los formatos de entrada y salida utilizados por el programa.

Unidad lógica #21

Nombre Lógico: ANASMENSA

Descripción:

El archivo de mensajes del programa ANAREDE es un archivo de acceso directo , que contiene los mensajes de errores y avisos emitidos por el programa.

Nosotros sólo utilizamos tres archivos para la ejecución del programa de flujo de potencia. Estos archivos son: el archivo de datos de entrada que está asociado con la unidad lógica 1, el archivo de impresión de resultados que está asociado con la unidad lógica 4, y el archivo de casos almacenados de flujo de potencia que está asociado con la unidad lógica 2. Para ejecutar el programa de flujo de potencia debemos de seguir los siguientes pasos:

- 1) Registramos el código de ejecución ULOG en las columnas 1-4
- 2) Escribimos el número de la unidad lógica que nos asocia con el archivo histórico de casos almacenados de flujos de potencia (# 2). El registro se lo debe hacer en las columnas 1-2
- 3) Registramos el nombre del archivo histórico de casos almacenados que se va a crear con una extensión * .HIS. Este registro se lo debe hacer en las columnas 1-40. El archivo deberá ser inicializado mediante el código de ejecución ARQV INIC. A continuación el computador pide al usuario que le confirme la inicialización de éste archivo histórico para lo cual debemos escribir la palabra SIM en las columnas 1-3 tal como lo indica la tabla 3.12.
- 4) Luego escribimos el número de la unidad lógica que nos asocia con el archivo donde se imprimirán los resultados (# 4). El registro se lo debe hacer en las columnas 1-2
- 5) Registramos el nombre del archivo donde se imprimirán los resultados del flujo de potencia, éste archivo debe tener una extensión * .PRN
- 6) Luego escribimos el número de la unidad lógica que nos asocia con el archivo de los datos de entrada del sistema (# 1). El registro se lo debe hacer en las columnas 1-2
- 7) Finalmente, registramos el nombre del archivo de los datos de entrada del sistema, éste archivo debe tener una extensión * .PWF

Una vez que se han ingresado éstas tres unidades lógicas con los nombres de los archivos asociados, el programa de flujo de potencia o de análisis de contingencia comienza a ejecutarse. Si el archivo converge sin problemas, ingresamos el código FIM para finalizar la ejecución del programa.

3.2.- Descripción del programa de análisis de estabilidad de estado estable PACDYN

El programa PACDYN ofrece una serie de métodos computacionales para el análisis y control de la estabilidad de pequeñas perturbaciones de los sistemas de potencia.

3.2.1.- Características del programa

a) Archivos de datos de entrada

El programa PACDYN emplea un modelo dinámico linealizado del sistema de potencia a ser analizado. El punto operativo alrededor del cual las ecuaciones son linealizadas es obtenido de un flujo de potencia. - El programa requiere dos archivos de datos de entrada: el archivo de la red eléctrica (electrical network) y el archivo de datos de componentes dinámicos. -

Las rutinas de ingreso de datos tienen las siguientes características:

- La red eléctrica y los datos de flujo de carga pueden ser leídos en un archivo binario de acceso directo generado por el programa ANAREDE o en un archivo secuencial formateado de 80 columnas. -
- Los datos de entrada son chequeados para un número de errores posibles.
- Se ejecutan también condiciones de operación especificadas para el estudio. La ejecución se detiene si se detectan problemas en la solución del flujo de potencia.
- Sistemas de potencia de cualquier topología pueden ser analizados, incluyendo esos que tienen varias áreas asincrónicas conectadas a través de enlaces HVDC. -
- Los datos de los controladores de las máquinas pueden ser ingresados en un orden diferente de los adoptados para los datos de la máquina sincrónica. -

- La entrada es registrada en formato de 80 columnas y la salida es impresa en líneas de 132 columnas
- Son permitidas unidades en paralelo en una barra .-
- El programa considera barras de generación aquellas en que los datos de generación no fueron provistos como barras de carga.-
- Los componentes del sistema de diferente naturaleza pueden ser conectadas a la misma barra, sin importar el modelo utilizado.

b) Capacidad del programa.-

Todos los problemas a solucionarse dependen de las dimensiones del programa y del almacenamiento disponible del computador . La capacidad del programa puede ser fácilmente alterada puesto que las dimensiones son especificadas a través de la declaración de parámetros.- El programa PACDYN permite el estudio de los modelos de sistemas de potencia de las siguientes dimensiones:

TABLA 3.14

DESCRIPCIÓN	DIMENSIONAMIENTO
barras AC	2000
líneas AC	3000
Áreas de redes AC	100
Transformadores convencionales	600
cambios de fase	10
reactores shunt/capacitores	600
barras PV	200
cargas no lineales	2000
máquinas sincrónicas	200
motores de inducción	500
dispositivos reales (FACTS devices)	20
enlaces HVDC (corriente directa-alto voltaje)	4
controladores definidos por el usuario	200
señales adicionales estabilizadoras	200

3.2.2.- Modelos de representación de los sistemas de potencia

El programa PACDYN contiene los siguientes modelos para la representación de los sistemas de potencia:

- Cinco modelos diferentes para la representación de las máquinas sincrónicas. Los modelos más completos representan los efectos transientes y subtransientes de las máquinas de polos salientes y de rotor cilíndrico.
- Cinco modelos para la representación de los sistemas de excitación de las máquinas sincrónicas. Los sistemas de excitación comprenden el sistema de control y el generador excitatriz.-
- Un modelo de segundo orden para representar el regulador de velocidad del sistema.
- Un modelo para representar el motor de inducción usando 3 ecuaciones de estado. Las cargas mecánicas pueden ser asumidas constantes o modeladas como una función lineal o cuadrática del rotor de velocidad.
- Un modelo genérico de segundo orden para representar dispositivos reales (FACTS devices)-
- Un modelo genérico de tercer orden para representar el ángulo de control de disparo de las estaciones convertidoras HVDC.- El modelo HVDC comprende las ecuaciones algebraicas de estaciones convertidoras AC/DC, linealizadas alrededor de un punto del sistema operativo, y las ecuaciones dinámicas de los controladores convertidores y los enlaces DC.-
- Un modelo genérico de cuarto orden para representar los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), este modelo puede ser añadido al punto de referencia de los siguientes equipos: sistemas de excitación del generador, dispositivos reales (FACTS DEVICES) y al ángulo de control de disparo de los convertidores AC/DC.- Algunas de las variables del sistema que pueden ser usadas como entradas al PSS son: la velocidad del rotor del generador, la potencia terminal eléctrica, módulos y ángulos de voltajes de barra, frecuencia de barra, potencia activa o reactiva en circuitos AC, resistencia o reactancia de circuitos aparentes, flujo de potencia y corriente en líneas DC, y otros.

- Las cargas estáticas no lineales pueden ser representadas a través de polinomios funcionales de segundo orden de la magnitud de voltaje de barra.
- Se pueden diseñar modelos para representar los condensadores sincrónicos utilizando uno de los modelos de la máquina sincrónica.

El programa PACDYN permite al usuario especificar libremente cualquier topología en los siguientes controladores: sistemas de excitación, AVR's, dispositivos reales (FACTS devices), convertidores de ángulo de control de disparo AC/DC y estabilizadores de sistemas de potencia. Esta versión del PACDYN limita a cada controlador a solamente una variable de salida y los bloques no lineales no pueden ser aún modelados.

a) Modelos de representación de la máquina sincrónica

El programa PACDYN tiene disponibles 5 modelos para la representación de las máquinas sincrónicas las que incluyen 2 circuitos de armadura y un máximo de cuatro circuitos de rotor. Estos modelos difieren en las ecuaciones eléctricas pero sus ecuaciones mecánicas son todas comunes. La siguiente tabla nos describe los 5 modelos de máquinas sincrónicas disponibles en el programa PACDYN.

TABLA 3.15

Modelo	Descripción	Ecuaciones Eléctricas		Devanados						
		Diferencial	Algebraica	Armadura		Rotor				
				d	q	fd	k _D	k _{q1}	k _{q2}	
1	Reactancia transiente de eje directo X'd	-	estado transiente $X'q = X'd$	x	x					
2	Representación de los efectos transientes del devanado de campo	E'q	estado transiente $X'q = Xq$ $X'd \neq Xq$	x	x	x				

Continuación de la TABLA 3.15

Modelo	Descripción	Ecuaciones Eléctricas		Devanados					
		Diferencial	Algebraicas	Armadura		Rotor			
				d	q	f_d	k_d	k_{q1}	k_{q2}
3	Representación de los efectos transientes de rotores de dos devanados	$E'q$ $E'd$	estado transiente $X'd \neq X'q$	x	x	x		x	
4	Representación los efectos transientes y subtransientes	$E''q$ $E''d$ $E'q$	$X''d \neq X''q$ estado subtransiente	x	x	x	x	x	
5	Representación de los efectos transiente y subtransiente en los dos ejes	$E'd$ $E''d$ $E'q$ $E''q$	estado subtransiente $X''d \neq X''q$	x	x	x	x	x	x

donde $E'd$, $E'q$, $E''d$, $E''q$ representan los voltajes internos de la máquina transiente y subtransiente de eje directo y cuadratura; mientras que $X'd$, $X'q$, $X''d$, $X''q$ representan las reactancias sincrónicas, transientes y subtransientes de eje directo y cuadratura respectivamente.

Una máquina sincrónica de capacidad infinita (barra infinita) es modelada por una barra AC teniendo una magnitud de voltaje constante y ángulo constante. -

b) Modelos de representación de los sistemas de excitación

El programa PACDYN nos permite diseñar 5 tipos de modelos de control de excitación para las máquinas sincrónicas las cuales son presentadas a continuación:

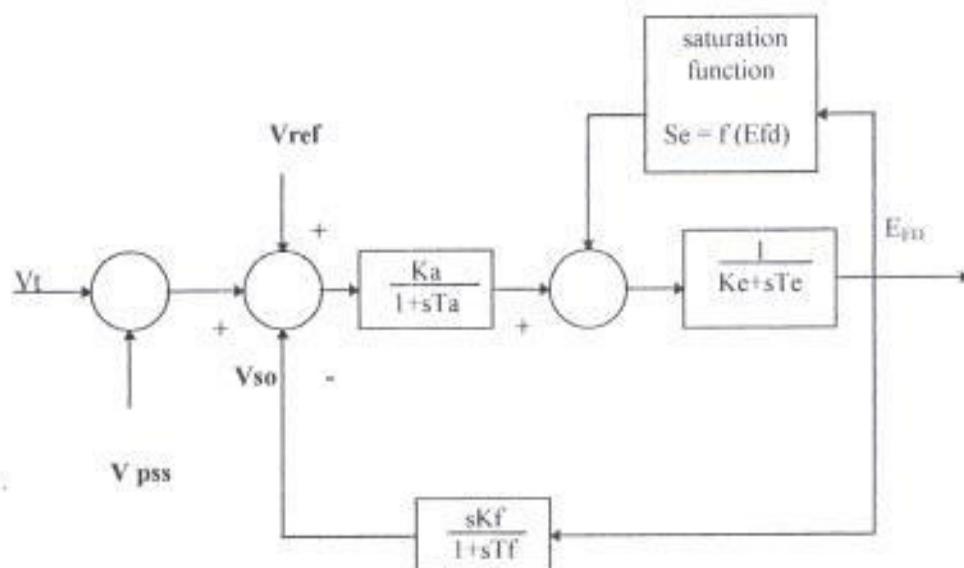


Figura 3.1.

Sistema de excitación tipo 1. IEEE (MODELO 1)

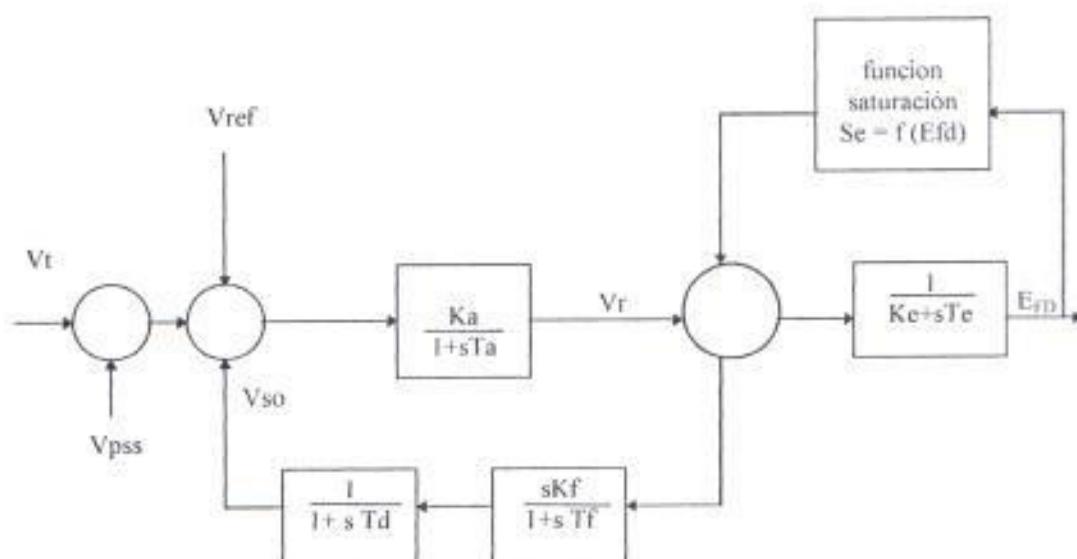


Figura 3.2.-

Sistema de excitación tipo 2 IEEE (MODELO 2)

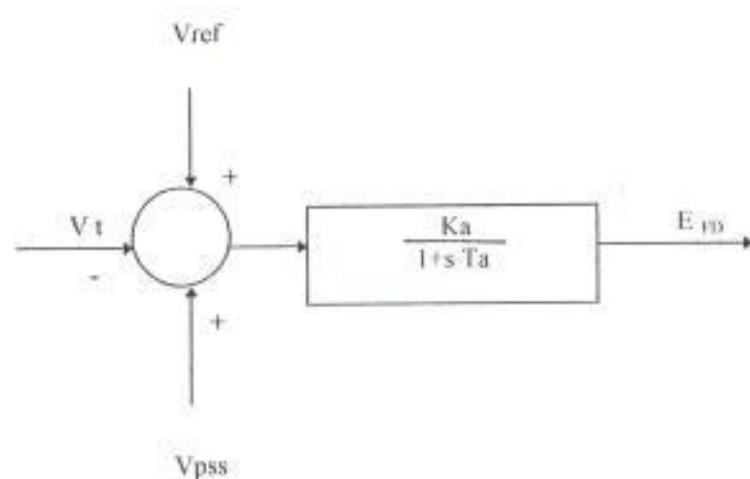


Figura 3.3.

Sistema de excitación estática (MODELO 3)

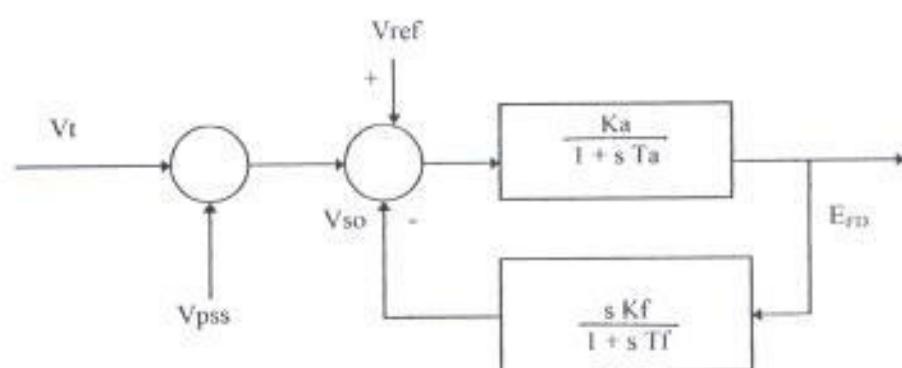


Figura 3.4.

Sistema de excitación con un bloque de retroalimentación (Modelo 4)

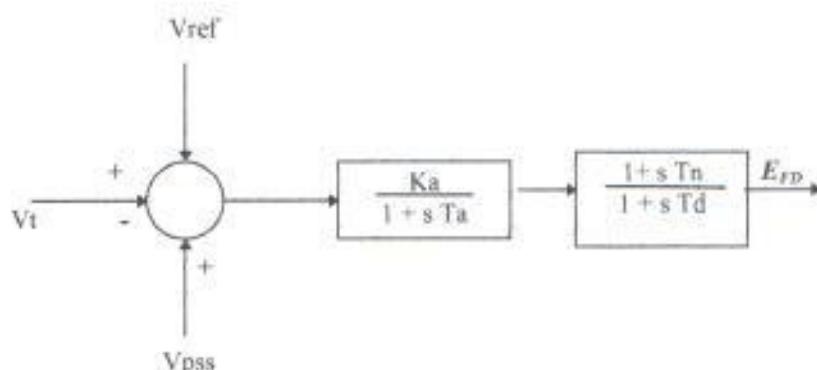


Figura 3.5.-

Sistema de excitación estática con un bloque "lead-lag" (adelanto-atraso) MODELO 5

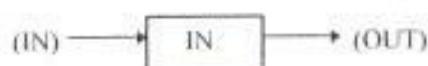
c) Controladores definidos por el usuario (USER-DEFINED CONTROLLERS - CDU's)

El programa PACDYN contiene reguladores definidos por el usuario (CDU) que son rutinas que permiten al usuario modelar controladores de cualquier orden y topología por combinación básica de control de bloques. Estas rutinas automáticamente diseñan el conjunto de estados y ecuaciones algebraicas que describen al controlador. La versión 3.1 del PACDYN tiene una nueva implementación de bloques CDU's que tienen como principal característica la posibilidad de definir bloques no lineales habiendo una inicialización automática de los valores de las variables de CDU. En la versión anterior del PACDYN (3.0) era necesario linealizar previamente los bloques no lineales, y exigía el cálculo manual de las condiciones iniciales. En la nueva versión esto no es necesario. Otra ventaja de la nueva versión es que hay la posibilidad de definir controles de múltiples entradas y múltiples salidas (MIMO). En cambio la versión anterior permitía definir una única salida. Nosotros para la representación de los reguladores de tensión a través de los bloques CDU's hemos utilizado la última versión del PACDYN es decir la 3.1.

A continuación presentamos los bloques de control disponibles en la versión 3.1 del PACDYN.

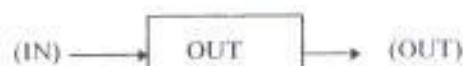
Bloque de entrada (IN)

Este bloque permite definir una variable como una de las entradas del controlador. La ecuación es: $(OUT) = (IN)$.



Bloque de Salida (OUT)

Es el inverso del bloque de entrada. Permite definir una variable como una de las salidas del controlador. Esa salida será usada como señal externa, especificada por la variable respectiva. La ecuación es: $(OUT) = (IN)$.



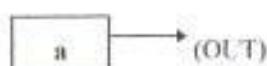
Bloque de Referencia (REF)

El bloque de referencia es un bloque de salida constante que tiene como finalidad hacer que las salidas del controlador correspondan a un valor en régimen permanente. Cada controlador debe poseer una cantidad de referencias igual al número de salidas. En caso de haber más referencias que salidas, las últimas referencias serán consideradas con valor inicial nulo. En caso de que ocurra lo inverso es decir que las cantidades de salidas sean mayor que las cantidades de referencias las últimas salidas serán iguales a cero. En ambos casos habrá un mensaje de aviso en el archivo alertando al usuario. La ecuación es $(OUT) = \text{Salida del controlador} = \text{Valor en régimen permanente}$.

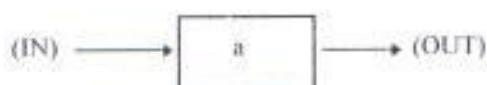
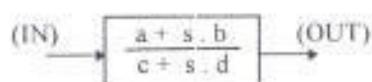


Salida constante (CTE)

Es un bloque de salida constante . La ecuación es : $(OUT) = a$

**Bloque de ganancia (GAIN)**

La Ecuación es $(OUT) = a \cdot (IN)$

**Bloque avance-atraso "LEAD-LAG" (LDLG)**

Los parámetros a definir son : a, b, c, d siendo d diferente de cero.

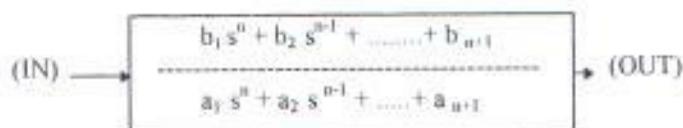
La ecuación es: $(OUT) = \frac{a + s \cdot b}{c + s \cdot d} \cdot (IN)$

Que puede ser escrita en forma de un sistema de una ecuación de estado en una ecuación algebraica

$$s \cdot X = -c/d \cdot X + \frac{a \cdot d - c \cdot b}{d} \cdot (IN)$$

$$(OUT) = X + b/d \cdot (IN)$$

Siendo X una variable de estado del bloque .

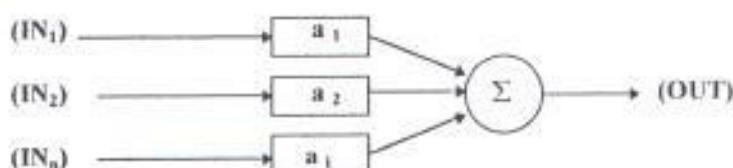
Bloque polinomial (POLn)

Este bloque corresponde a la razón de dos polinomios de s .

Parámetros: $a_1, a_2, a_3, \dots, a_{n+1}, b_1, b_2, b_3, \dots, b_{n+1}$, siendo a_1 diferente de cero.

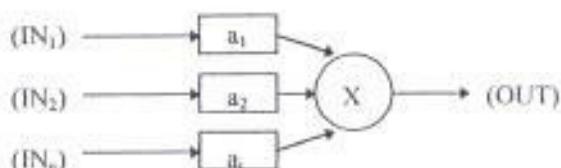
La ecuación es:

$$(\text{OUT}) = \frac{b_1 s^n + b_2 s^{n-1} + \dots + b_{n+1}}{a_1 s^n + a_2 s^{n-1} + \dots + a_{n+1}} \cdot (\text{IN})$$

Sumador (SUM)

Parámetros: Cada entrada (IN_n) posee un parámetro a_i .

La ecuación es: $(\text{OUT}) = \sum_{i=1}^n a_i \cdot (\text{IN}_i)$ siendo n el número de entradas.

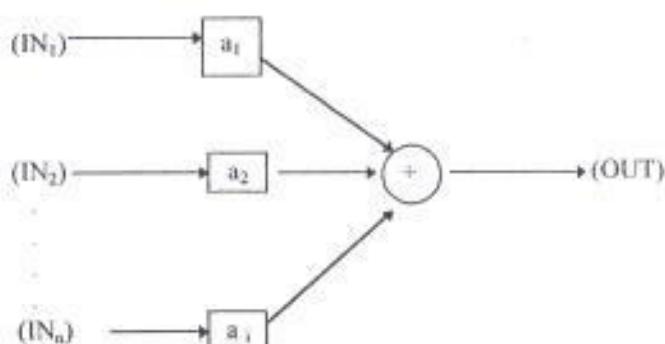
Multiplicador (MULT)

Parámetros: Cada entrada (IN_i) posee un parámetro a_i .

Ecuación: $(\text{OUT}) = \prod_{i=1}^n a_i \cdot (\text{IN}_i)$, siendo n el número de entradas.

Divisor (DIV)

Semejante al bloque suma, donde la salida es la razón entre la primera entrada y la multiplicación de las entradas subsiguientes.

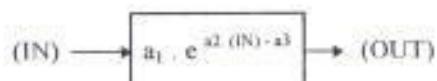


Parámetros: cada entrada (IN_i) posee un parámetro a_i

La Ecuación es :

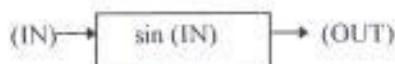
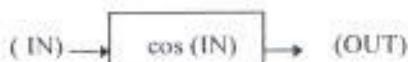
$$(OUT) = \frac{a_1 (IN_1)}{\prod_{i=2}^n a_i (IN_i)}$$

, siendo n el numero de entradas

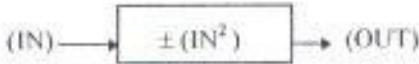
Exponencial (EXP)

Parámetros: a_1, a_2, a_3

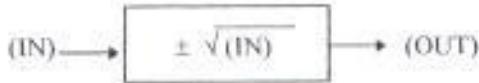
La Ecuación es: $(OUT) = a_1 \cdot e^{a_2(IN) - a_3}$

Seno (SIN)**Coseno (COS)**

La Ecuación es : $(OUT) = \cos (IN)$

Cuadrado (SQR)

Ecuación: $(OUT) = \pm (IN^2)$

Raíz cuadrada (SQRT)

Ecuación: $(OUT) = \pm \sqrt{(IN)}$

Los Controladores definidos por el usuario (CDU's) pueden ser utilizados para los modelos de representación de los sistemas de excitación, reguladores de velocidad, FACTS devices, HVDC convertidores y señales adicionales de estabilización. La rutinas de los CDU forman las ecuaciones del controlador en base a las ecuaciones que describen los bloques de control básico, y a la manera de como éstos bloques están interconectados. Cada controlador definido por el usuario deberá por lo menos un registro de entrada, un registro de salida, y un registro de bloque de control básico.

d) Señales adicionales de estabilización.

El programa PACDYN posee un modelo genérico diseñado para las señales adicionales estabilizadoras, el cual es mostrado en la figura 3.6.

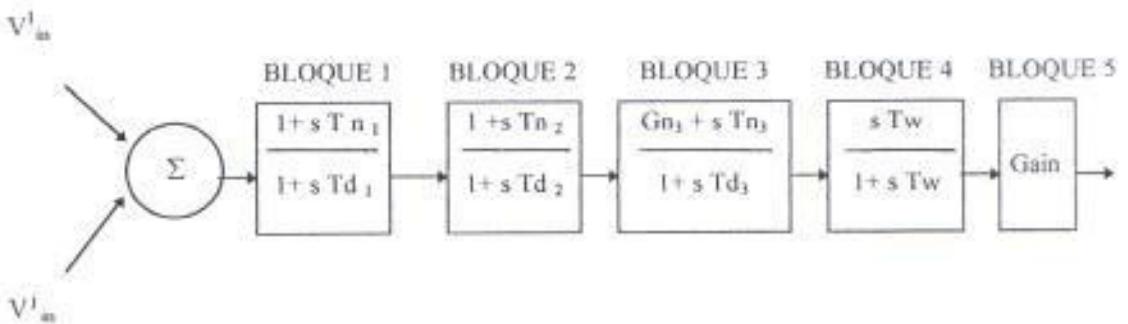


Figura 3.6.

Función de transferencia estabilizadora del sistema de potencia.

De la figura vemos que la señal de estabilización puede tener como señales de entrada la suma de varias variables del sistema.- Cualquiera de los bloques "adelanto-atraso" del modelo de señal estabilizadora presentado en la figura 3.6 puede ser eliminado.- Esto se puede lograr asignando valores iguales a las constantes de tiempo del numerador y denominador del bloque a ser eliminado.- Si por un instante, el bloque 3 es eliminado, el usuario debe asignar para sus parámetros los siguientes valores: $G_{e3} = 1$, $T_{n3} = T_{d3} = 1$. Esta entrada estratégica de datos modelará un estabilizador de tercer orden a través de una representación de 4 estados, donde uno de los valores característicos es separado del sistema e igual a -1 .

3.2.3.- Preparación de los datos

El programa PACDYN V3.0-OCT 94 requiere de los datos de la red eléctrica (electrical network) y los datos de los componentes dinámicos para modelar completamente el sistema de potencia. Estos datos deben ser provistos por el usuario a través de dos archivos previamente preparados.- Los datos de las componentes dinámicos pueden ser provistos solamente a través de un archivo secuencial formateado de 80 columnas el cual es asociado con la unidad lógica #1.- Este archivo deberá tener un nombre con la extensión DAT.- Los datos de la red (Network data) pueden ser presentados en un archivo histórico de forma binaria del programa de flujo de potencia del ANAREDE (unidad lógica #7) o en un archivo secuencial formateado de 80 columnas (Unidad lógica #3).- Nosotros utilizaremos el archivo histórico de forma binaria del programa de flujo de potencia (Unidad lógica 7) para los datos de la red de nuestro sistema de potencia analizado. La figura 3.7 presenta la secuencia ordenada que se debe seguir para el ingreso de los datos en el archivo de componentes dinámicos del programa PACDYN. Los datos de entrada del programa pueden ser de tipo real, entero, y alfanumérico.- Los datos reales con formato "F" deben tener el punto decimal, el cual puede estar en cualquier lugar dentro de los campos especificados. Los datos enteros con formato "I" y los datos alfanuméricos con formato "A" deben estar dentro de los campos especificados. Los comentarios pueden ser colocados en cualquier lugar del archivo, siempre y cuando lleven en la primera columna cualquiera de los siguientes caracteres: "#", "(", o "!" . En cambio los encabezados de cada sección de datos se pueden registrar sin necesidad de escribir los caracteres "#", "(", o "!" . El término numérico -999 indica el fin de una sección de datos y debe ser colocado entre las columnas 2 y 5 . Si una sección no contiene datos debe estar presente su encabezado y su término numérico indispensablemente .-

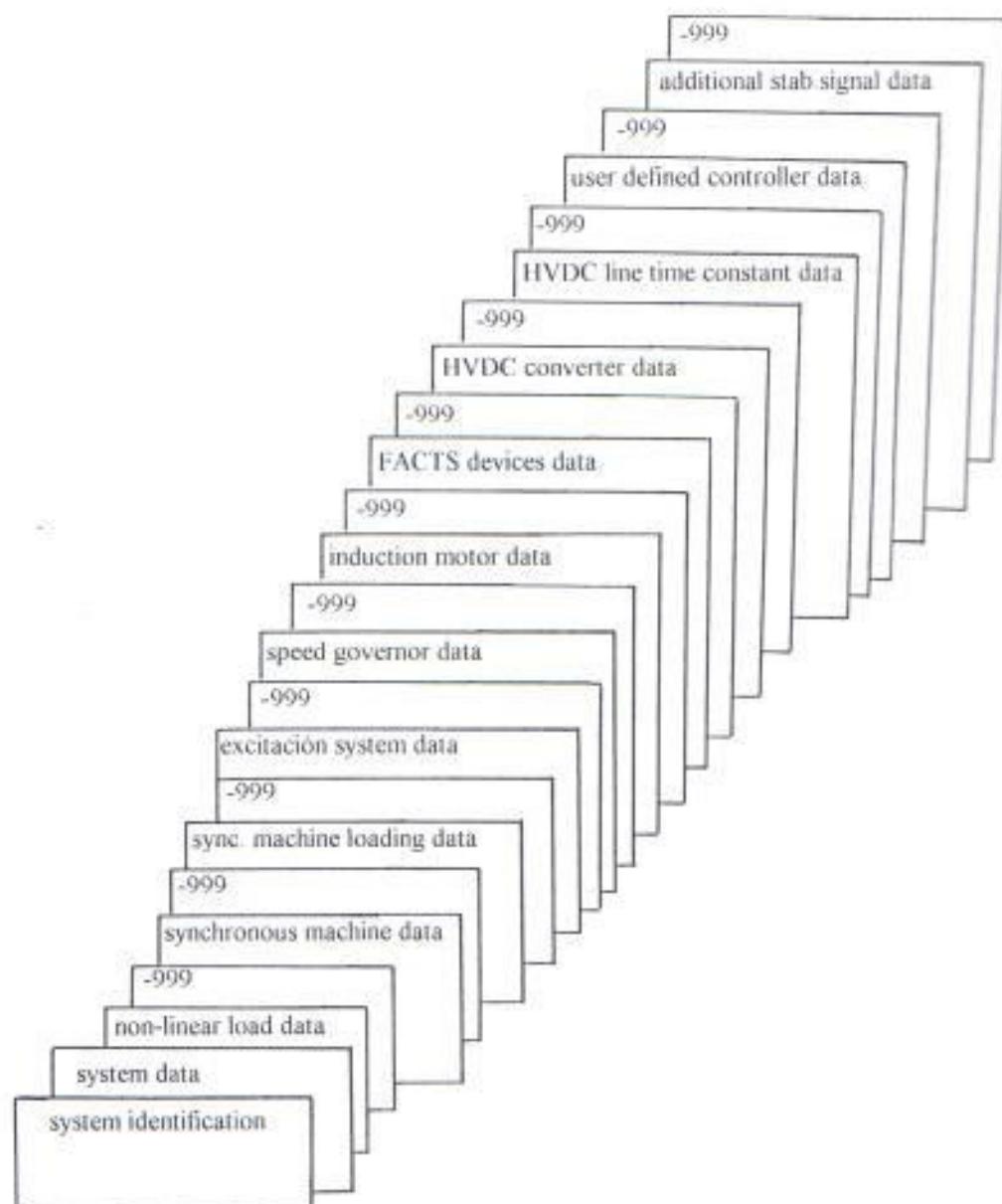


Figura 3.7.

Secuencia de datos de entrada en el archivo de componentes dinámicos.

a) Archivo de datos de los componentes dinámicos

Los datos para todos los componentes dinámicos del sistema son presentados en el archivo principal de datos (Unidad lógica #1) del programa PACDYN V 3.0. -Los datos de los componentes dinámicos están organizados de la siguiente manera:

- 1.- Un registro que tenga como encabezado las palabras SYSTEM IDENTIFICATION.
- 2.- Un registro que tenga como encabezado las palabras SYSTEM DATA.
- 3.- Un registro que tenga como encabezado las palabras NON-LINEAR LOADS DATA.
Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.
- 4.- Un registro que tenga como encabezado las palabras SYNCHRONOUS MACHINES
PARAMETER DATA. Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.
- 5.- Un registro que tenga como encabezado las palabras EXCITATION SYSTEM DATA.
Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.
- 6.- Un registro que tenga como encabezado las palabras SPEED GOVERNORS DATA.
Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.
- 7.- Un registro que tenga como encabezado las palabras INDUCTION MOTORS DATA.
Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.
- 8.- Un registro que tenga como encabezado las palabras FACTS DEVICES DATA.
Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.
- 9.- Un registro que tenga como encabezado las palabras HVDC CONVERTERS CONTROL
DATA. Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.
- 10.- Un registro que tenga como encabezado las palabras HVDC LINE PARAMETER DATA.
Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.

11.- Un registro que tenga como encabezado las palabras USER DEFINED CONTROLLERS DATA. Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.

12.- Un registro que tenga como encabezado las palabras ADDITIONAL STABILIZING SIGNAL DATA. Este registro de datos debe finalizar con el término numérico -999.-

Nosotros explicaremos en éste informe solamente los registros que utilizaremos para el ingreso de los datos de los componentes dinámicos de las máquinas de nuestro sistema de potencia analizado.

b) Formato de registro de identificación del sistema (SYSTEM IDENTIFICATION RECORDS)

Aquí se registra la identificación del sistema (título) en formato alfanumérico, sólo se puede hacer 3 registros de entrada es decir el título de identificación del sistema no debe ser mayor de tres líneas y deben estar entre las columnas 1 a 80, se puede también dejar en blanco éste registro si desea.

c) Formato de registro de los datos del sistema (SYSTEM DATA RECORD)

Los datos del sistema son registrados de acuerdo al siguiente formato:

TABLA 3.16

COLUMNAS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCION
2-7	F	FREQ	Frecuencia del sistema en Hz
9-14	F	BMVA	Base en MVA del la red AC
16-19	I	HNUM	Número de archivo de caso histórico
21-21	A	HYTP	Tipo de archivo de red: A- Archivo histórico ANAREDE F. Archivo formateado PACDYN
23-23	A	IPRN	Código de control para datos de salida de la red Y - Datos de la red impresos en el archivo de salida N - No imprime los datos de la red
25-25	A	IELF	Código de control para abortar la ejecución. Y- Aborto de la ejecución si el flujo de potencia no es correcto. N. No aborta la ejecución si el el flujo de potencia no es correcto
27-27	A	IVOLT	Código de control para Voltstab Y - Voltstab analysis N - No Voltstab

d) Formato de registro de los datos de las máquinas sincrónicas (SYNCHRONOUS MACHINES PARAMETER DATA RECORDS)

TABLA 3.17

REGISTRO PRIMARIO (PRIMARY RECORD)

COLUMNS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCION
1-1	A	IIGN	Código de Control "X" apaga el registro de datos para esta máquina, lo que hace que sean ignorados por el programa
2-5	I	NUMB	Numero de barra terminal de máquina sincrónica
6-7	I	NUMA	Numero unidad de máquina. Usado para identificar máquina paralelas conectadas a la misma barra.
8	A	MREF	Código de control R define la referencia angular de maquina (ver nota b)
9	I	MODL	Numero de modelo de máquina sincrónica (ver nota a)
10-15	F	MVAB	MVA base para datos de máquinas sincrónicas.
16-21	F	H	Inercia Constante (kW s/kVA)
22-27	F	Xd	Reactancia transiente de eje D (pu)
28-33	F	X'q	Reactancia transiente de eje Q (pu)
34-39	F	Xd	Reactancia sincrónica de eje D (pu)
40-45	F	Xq	Reactancia sincrónica de eje Q (pu)
46-51	F	Ra	Resistencia de amadura (pu)
52-57	F	T'do	Constante de tiempo de circuito abierto de eje D
58-63	F	T'qo	Constante de tiempo de circuito abierto de eje Q
64-68	F	Xp	Reactancia potier (pu)
69-75	F	SFAC	Factor saturacion maquina sincrónica
76-80	F	D	Factor amortiguamiento mecánico de maquina sincrónica

REGISTRO SECUNDARIO (SECONDARY RECORD)

TABLA # 3.18

COLUMNS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCION
2-5	I	NUMB	Numero de barra terminal de máquina sincrónica. Este debe ser igual al del registro primario.
6-7	I	NUMA	Numero de máquina sincrónico. Este debe ser igual al del registro primario
10-15	F	X'd	Reactancia subtransiente de eje D (pu)
16-21	F	X'q	Reactancia subtransiente de eje Q (pu)
22-27	F	T'do	Constante de tiempo de circuito abierto de eje D (s)
28-33	F	T'qo	Constante de tiempo de circuito abierto de eje Q (s)

Notas:

- a) El registro secundario es necesario para los modelos #4 y #5 - El número de modelo es especificado en el campo **MODL** del registro primario y es un dato esencial.
- b) Las variables de estado redundante ocurren en las desviaciones angulares del rotor de las máquinas sincrónicas de los sistemas de potencia sin una barra infinita . Esta redundancia produce un valor característico cero en la matriz estado. Cuando el código de control "R" está presente en el registro primario, el orden de la matriz es reducido eliminando las variables de estado redundante y los valores característicos de valor cero.-
- c) Una barra infinita es modelada por un registro que tenga solamente ingresado el número de barra (NUMB) . No hay límite en el número de barras infinitas modeladas. El límite de máquinas sincrónicas modeladas dinámicamente (número máximo 200) no son afectadas por el número de barras infinitas.-
- d) Máquinas sincrónicas paralelas (arriba de 10) pueden ser conectadas a la misma barra. En este caso cada máquina debe estar identificada por un único número de máquina sincrónica (NUMA).-

Las máquinas sincrónicas pueden requerir uno o dos registros para la entrada de sus parámetros. Esto depende del modelo adoptado por la máquina, el registro secundario es únicamente requerido para los modelos 4 y 5. Por ejemplo, para nuestro sistema analizado nosotros representamos las máquinas por el modelo clásico (1), modelo completo (4) y modelo completo con reguladores de tensión representados. De ahí que para el modelo clásico solamente utilizamos el registro primario, mientras que para los modelos completo sin reguladores y modelos completo con reguladores utilizamos tanto el registro primario como el registro secundario.- Los formatos de registros primarios y secundarios son mostrados en las tablas 3.17 y 3.18 .

- e) **Formato de registro de los datos de los sistemas de excitación. (EXCITATION SYSTEM PARAMETER DATA RECORD)**

El registro de los datos de los sistemas de excitación se pueden realizar de dos maneras: una mediante los bloques CDU's o controladores definidos por el usuario (user defined controller data records), y la otra es colocando los datos de acuerdo a un formato establecido. Ambos métodos se pueden utilizar para cualquiera de los 5 modelos de excitación que presenta el programa PACDYN.

Veamos ahora la primera forma como se pueden registrar los datos de los sistemas de excitación, el formato es mostrado en la tabla 3.19.

TABLA 3.19

COLUMNS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
1-1	A	IIGN	Código de control "X" apaga el registro, el cual entonces es ignorado por el programa
2-5	I	NUMB	Numero de barra terminal de maquina sincrónica
6-7	I	NUMA	Numero de máquina sincrónica
8-13	F	Ka	Ganancia del amplificador
14-19	F	Ta	Constante de tiempo del amplificador
20-25	F	Kf	Ganancia del lazo de retroalimentación
26-31	F	Tf	Constante de tiempo del lazo de retroalimentación
32-37	F	TN	Ganancia de reducción transiente bloque "lead-lag"; constante de tiempo del numerador
38-43	F	TD	Ganancia de reducción transiente bloque "lead-lag"; constante de tiempo del denominador
44-49	F	Ke	Ganancia de excitación
50-55	F	Te	Constante de tiempo de excitación
56-61	F	Se75	Valor de la función saturación para 75% de V_{fmax} , $Se75_{max}$ (inhabilitado)
62-67	F	Selfm	Valor de la función Saturación para V_{fmax} (inhabilitado)
68-73	F	Vfma	Valor de voltaje máximo de campo V_{fmax} (inhabilitado)
74-77	I	NCOB	Número de la barra cuyo voltaje es controlado por el sistema de excitación.
78-78	I	NMOD	Numero de modelo del sistema de excitación

Ahora veamos el segundo método de registro de los datos de los parámetros del sistema de excitación denominado USER DEFINED CONTROLLERS o CONTROLADORES DEFINIDOS POR EL USUARIO. El programa PACDYN permite al usuario definir controladores de cualquier topología y número de variables de entradas. El controlador es definido a través de la conexión de bloques de control básico. - Todos los controladores del sistema son representados por las mismas rutinas de CDU's y difieren solamente en la variable de salida del controlador, como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 3.20

TIPO DE CONTROLADOR	CONTROLADOR DE SALIDA	
	DESCRIPCION	NOMBRE
sistema de control de excitación de la máquina sincrónica.	voltaje de campo	EFD
estabilizador del sistema de excitación del sistema de potencia	señal estabilizadora añadida a la referencia del sistema de excitación	VPSS
regulador de velocidad de la máquina sincrónica	potencia mecánica	PMEC
compensador estático var	variable shunt de admitancia	BSHU
señal estabilizadora a un controlador facts device	señal añadida a la referencia del facts device.	XSS
control convertidor HVDC	ángulo de disparo	ALFA
señal de estabilización a un controlador convertidor HVDC	señal añadida a la referencia del control convertidor HVDC	DCSS

Cada CDU debe tener un registro de salida, un registro de entrada como mínimo, y al menos un registro de un bloque de control básico. Un CDU puede tener cualquier número de entradas (un simple controlador puede tener hasta 3000 entradas) y deberán ser registradas de acuerdo al formato establecido por la tabla 3.22. Las variables de entrada para un controlador definido por el usuario (CDU) pueden ser cualquiera de las variables mostradas en la tabla 3.21.

TABLA 3.21

NOMBRE	DESCRIPCION DE LA VARIABLE
ALFA	Angulo de disparo del convertidor HVDC
B_{ij}	Susceptancia serie del tramo "i-j", localizado entre las barras i y j
B_{SHI}	Susceptancia shunt de la barra
DC_{SS}	Señal de estabilización del convertidor HVDC
DELTA	Angulo del rotor de la máquina sincrónica
ED_2	Voltaje subtransiente de eje directo
E_{FD}	Voltaje de campo de la máquina sincrónica
EQ-A	Angulo del voltaje interno de la máquina sincrónica
EQ-M	Magnitud del voltaje interno de la máquina sincrónica
EQ_1	Voltaje transiente de eje de cuadratura
EQ_2	Voltaje subtransiente de eje de cuadratura
FREQ	frecuencia de la barra
IFD	Corriente de campo de la máquina sincrónica
I_{ij}	Magnitud de la corriente de la barra i a la barra j
PDC	Potencia activa del convertidor HVDC
P_{ij}	Flujo de potencia activa de la barra i a la barra j
P_{MDC}	Potencia mecánica aplicada a la máquina sincrónica
P_{REF}	Potencia de referencia del regulador
P_T	Potencia activa terminal de la máquina sincrónica
Q_{ij}	Flujo de potencia reactiva de la barra i a la barra j
Q_T	Potencia reactiva terminal de la máquina sincrónica
RA_{ij}	Resistencia aparente de la barra i a la barra j
TETA	Angulo de voltaje de la barra
V_{ii}	Magnitud de voltaje de la barra
V_{IXC}	Voltaje convertidor HVDC
V_{PSS}	Señal estabilizadora de la máquina sincrónica
V_{REF}	Voltaje de referencia del regulador de voltaje automático (AVR)
WW	Velocidad del rotor de la máquina sincrónica
XA_{ij}	Reactancia aparente de la barra i a la barra j
X_{REF}	Variable de referencia de FACTS
X_{SS}	Señal de salida de estabilización de FACTS

Un generador del sistema de excitación, cuando es representado por un CDU, deberá tener como señales de entrada el voltaje de referencia (VREF) y el estabilizador de salida del sistema de potencia (VPSS). Un disturbio es aplicado a la referencia del sistema de excitación solamente cuando la variable VREF es especificada.- El formato de registro de los datos para los bloques de entrada y salida del regulador son descritos en las tablas 3.22 y 3.23 mostradas a continuación:

La tabla 3.22 muestra el formato de registro de bloques de entrada y salida del regulador

TABLA 3.22

columnas	TIPO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
1-1	A	IIGN	Código de control X desliga a CDU ver observacion 1
2-5	A	FLAG	Ver observación 2
7-9	I	NIDB	Número de bloque
11-14	A	BLID	Tipo de bloque
16-16	A		Signo de variable de entrada
17-20	A	VINP	Nombre de variable de entrada del bloque
22-25	A	VOUT	Nombre de variable de salida del bloque
27-35	I	NB1	Primer número identificador asociado a variable de ent.
37-45	I	NB2	Segundo número identificador asociado a variable de ent.

Para el registro de otros tipos de bloques, el formato es igual al anterior difiriendo apenas a partir de la columna 27:

TABLA 3.23

columnas	TIPO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
1-1	A	IIGN	Código de control X desliga a CDU
2-5	A	FLAG	Ver observación 2
7-9	I	NIDB	Número de bloque
11-14	A	BLID	Tipo de bloque
16-16	A		Signo de variable de entrada
17-20	A	VINP	Nombre de variable de entrada de bloque
22-25	A	VOUT	Nombre de variable de salida de bloque
27-35	F	A	Primer parametro de bloque
37-45	F	B	Segundo parametro de bloque
47-55	F	C	Tercer parametro de bloque
57-65	F	D	Cuarto parametro de bloque

Observaciones:

1. El código de control X sólo se aplica al primer bloque del controlador, sea éste un bloque de entrada, o de salida, o cualquier otro tipo de bloque.

2. El campo FLAG , para el primer bloque, irá a guardar el número de CDU , en cuanto que FFFF en éste mismo campo indica el último bloque de CDU.
3. El parámetro A indica que puede ir bloques tipo sumador, multiplicador, divisor , en caso de ser dejado en blanco , asumirá el valor de uno.

En caso de bloque polinomial el orden del polinomio debe ser incorporado al nombre, siendo dado por el sufijo POL seguido del orden así : POL2, POL3, etc. Para el caso de los bloque polinomiales su registro empezará a partir de la columna 27. El formato de éste registro es mostrado en la tabla 3.24.

TABLA N° 3.24

columnas	TIPO	NOMBRE	DESCRIPCION
27-35	F	E	Primer parámetro de bloque
37-45	F	F	Segundo parámetro de bloque
47-55	F	G	Tercer parámetro de bloque
57-65	F	H	Cuarto parámetro de bloque

Si un bloque posee más de una entrada , como el caso de los bloques SUM,MULT,DIV, debe usarse nuevos registros para definir esas entradas en la forma mostrada en la tabla 3.25

TABLA N° 3.25

columnas	TIPO	NOMBRE	DESCRIPCION
16-16	A		Señal de variable de entrada.
17-20	A	VINP	Nombre de la variable de entrada del bloque
27-35	F	A	Primer parametro del bloque.
37-45	F	B	Segundo parametro del bloque
47-55	F	C	Tercer parametro del bloque
57-65	F	D	Cuarto parametro del bloque

f) Formato de registro de los datos de la señal estabilizadora.-

El programa PACDYN permite añadir señales estabilizadoras en la referencia de los sistemas de excitación de los generadores, en la referencia de los dispositivos reales (FACTS devices) y en la referencia de los controladores convertidores HVDC.- Estas señales de estabilización pueden ser representados por un modelo genérico de cuarto orden y actúan sobre diferentes equipos de acuerdo a las señales de salida especificadas

TABLA 3.26

CONTROLADORES	SEÑAL DE ESTABILIZACION DE SALIDA	
		NOMBRE
Equipados con Señales de Estabilización		
Sistemas de excitación del generador	Añadida a la referencia del sistema de excitación	VPSS
Controlador FACTS device	Añadida a la referencia del FACTS device	XSS
Controlador convertidor HVDC	Añadida a la referencia del control convertidor HVDC	DCSS

Cada señal de estabilización debe tener un registro de definición de salida, al menos un registro de definición de entrada y un registro de dato de parámetro.- Una señal de estabilización puede tener cualquier número de entradas (arriba de 3000 entradas pueden ser ingresadas a un simple estabilizador), descrito en los registros de definición de entrada.

Cada registro de definición de entrada permite tres variables de entrada a ser definidas, pero no es necesario usar las tres posiciones en un registro. Las funciones de transferencia para el estabilizador de sistema de potencia pueden tener menos de tres bloques "avance-atraso" definidos. Cualquiera de los bloques "adelanto-atraso" del modelo de señal de estabilización presentado en la figura 3.6 puede ser eliminado.- Esto se logra asignando valores iguales a las constantes de tiempo del

numerador y denominador del bloque a ser eliminado.- Si por algún instante el bloque 3 será eliminado , el usuario debe asignar a sus parámetros los siguientes valores: $Gn_3 = 1$, $Tn_3 = Td_3 = 1$.- Esta entrada estratégica de datos modelará un estabilizador de tercer orden a través de una representación de 4 estados, donde uno de los valores característicos es desacoplado del sistema e igual a -1.

La tabla 3.27 muestra el formato de registro de las variables de salida .-

TABLA 3.27

COLUMNAS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
1-1	A	HGN	Código de control "X" apaga el registro para este controlador , el cual es ignorado por el programa.
2-5	I	NB1	Primer número asociado con la variable de salida
7-10	I	NB2	Segundo número asociado con la variable de salida (cuando sea necesario)
13-16	A	VOUT	Señal de estabilización de salida

La tabla 3.28 muestra el formato de registro de las variables de entrada:

TABLA 3.28

COLUMNAS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
11-11	A	IINP	Código de control "I" identificando el registro como una definición de entrada
18-21	A	VPH1	Nombre del sistema de la primera variable de entrada
23-26	I	NBF1	Primer número asociado con la variable de entrada.
28-31	I	NBT1	Segundo número asociado con la variable de entrada - (Si es necesario)
38-41	A	VPH2	Nombre de la segunda variable de entrada del sistema.-
43-46	I	NBF2	Primer número asociado con la variable de entrada.-
48-51	I	NBT2	Segundo número asociado con la variable de entrada (Si es necesario)
58-61	A	VPH3	Nombre de la tercera variable de entrada del sistema.

Continuación de la TABLA 3.28

COLUMNAS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
63-66	I	NBF3	Primer número asociado con la variable de entrada.
68-71	I	NBT3	Segundo número asociado con la variable de entrada. (Si es necesario).-

La tabla 3.29 nos muestra el registro de los datos de los parámetros:

TABLA 3.29

COLUMNAS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
2-9	F	GAIN	Ganancia
12-18	F	TW	Constante de tiempo del bloque "Wash-out"
20-26	F	TN1	Constante de tiempo del numerador del primer bloque "adelanto-atraso"
28-34	F	TD1	Constante de tiempo del denominador del primer bloque "adelanto-atraso"
36-42	F	TN2	Constante de tiempo del numerador del 2do bloque "adelanto-atraso".-

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.29

COLUMNAS	FORMATO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
44-50	F	TD2	Constante de tiempo del denominador del 2do bloque "adelanto- atraso".-
52-58	F	GN3	Ganancia del numerador del tercer bloque "adelanto-atraso"
60-66	F	TN3	Constante de tiempo del numerador del tercer bloque " adelanto- atraso".
68-74	F	TD3	Constante de tiempo del denominador del tercer bloque "adelanto-atraso".

3.2.4- Ejecución del programa PACDYN.

El programa PACDYN ofrece herramientas para el análisis y control de pequeñas perturbaciones de la estabilidad de los sistemas de potencia.- Las metodologías y las técnicas de programación utilizadas aseguran eficiencia, modularidad, flexibilidad, y robustez al programa.- La naturaleza iterativa del programa permite correr una función e ir a otra durante la misma sesión.-

Para poder ejecutar el programa PACDYN es necesario ir a la opción FILE DEFINITION del menú principal tal como lo muestra la figura 3.8.

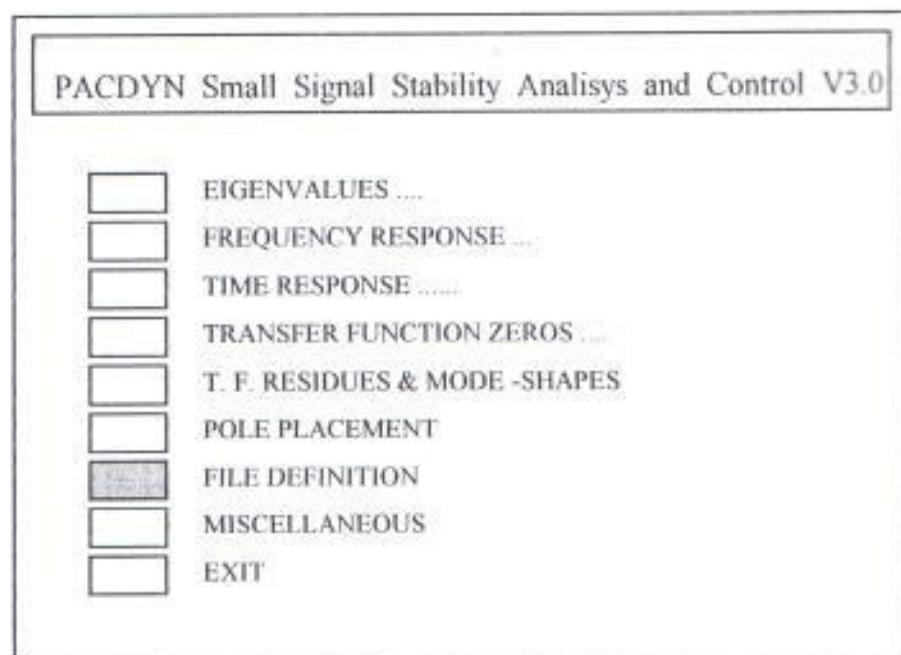


Figura 3.8

Menú principal del programa PACDYN

Esta opción permite al usuario especificar los nombres de los archivos de entrada, archivos de salida y archivos históricos a ser utilizados durante la ejecución. El archivo de datos dinámicos se asocia con la unidad lógica #1 y debe estar en formato de 80 columnas, el archivo histórico está asociado a la unidad lógica # 7 con formato de 80 columnas, mientras que el archivo de salida de los resultados estará asociado con la unidad lógica # 2 y tendrá un formato de 132 columnas.

Para seleccionar el archivo de trabajo, el usuario deberá tipear el número de unidad lógica seguido por la dirección y el nombre del archivo asociado.- Por ejemplo, para ingresar el archivo histórico de casos almacenados de flujos de potencia que se

creó en el ANAREDE , seleccionamos la unidad lógica 7 del menú FILE DEFINITION, y luego escribimos el nombre del archivo con la extensión *. HIS .

Como el programa ANAREDE se encuentra dentro del directorio CEPTEL y sus archivos dentro del subdirectorío WRK la ruta que deberá tener el archivo histórico será : C:\CEPEL\WRK*. HIS , donde en lugar del asterisco se coloca el nombre del archivo histórico. Así mismo para registrar el archivo de salida de resultados, seleccionamos la unidad lógica 2 del menú FILE DEFINITION del programa PACDYN, y a continuación escribimos el nombre del archivo con una extensión *. OUT.

Finalmente registramos el archivo de los datos de los componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas, para lo cual seleccionamos la unidad lógica 1 del menú FILE DEFINITION del programa PACDYN y a continuación escribimos el nombre del archivo con la extensión *. DAT. Como los archivos de los datos de entrada se encuentran dentro del subdirectorío DATA, la ruta que deberá tener el archivo de componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas será:

C:\PACDYN31\DATA*. DAT, donde en lugar del asterisco se coloca el nombre del archivo.

La figura 3.9 nos ilustra un ejemplo donde se han registrado los nombres de los archivos de entrada , de salida , e histórico de un sistema determinado.

INPUT / OUTPUT FILE		
#	Description	File Name
1	Dynamic Data	C:\PACDYN31\DATA\MODELO-1.DAT
2	Output Print-out	MODELO-1.OUT
3	Network Data	
7	ANAREDE History File	C:\CEPELA\WRK\BASE-97.HIS
8	Frequency Response	FREQRES.PLT
9	Linear Time Response	TIMERES.PLT
10	Compound Freq. Resp.	
11	Syncr & Damp Torques	
12	Mode-Shape (Phasor Diagram)	MODE_P.PLT
13	Eigenvalues	EIGEN.PLT
14	Trnsf. Func. Residues	RESIDUE.PLT
15	Trnsf. Func. Zeros	ZEROS.PLT
16	Generator Test	GENTEST.PLT
18	Mode-Shape (Bar-Chart)	MODE_B.PLT
22	Formats File	ENGLISH.BIN
31	Number of the case at hist file:	
Logical Unit ((ENTER for exit)) : [ENTER]		

Figura 3.9

Menú de definición de archivos del programa PACDYN

El archivo de nombre MODELO-1.DAT contiene los datos de los componentes dinámicos del sistema, mientras que el archivo de nombre BASE-97.HIS contiene los datos del flujo de potencia del sistema. Los archivos tipo *.plt contienen en el programa resultados necesarios para generar la respuesta de frecuencia y gráficos de respuesta en el tiempo, lista de los valores característicos, ceros de función de transferencia, residuos, gráficos de mode shapes, etc. - Una vez que se han especificado los nombres y las rutas de los archivos de entrada, de salida e histórico en el menú FILE DEFINITION del programa

PACDYN, el usuario puede empezar el análisis de estabilidad del sistema activando las siguientes funciones disponibles por el programa:

- Cálculo de los valores característicos por medio de los siguientes métodos:
 - QR
 - Iteración Inversa
 - Iteración Simultánea
 - Algoritmo de Polo Dominante

- Cálculo de los Mode-Shapes para valores característicos especificados

- Cálculo de los Residuos de la Función de Transferencia para valores característicos especificados

- Cálculo de los ceros de la función de transferencia.

- Respuesta de frecuencia de la función de transferencia.

- Grado de respuesta para la linealización del sistema.

- Cambio en los parámetros de los componentes dinámicos.

- Prueba de simple máquina contra barra infinita.

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES ANAREDE Y PACDYN

4.1.- Análisis de la situación actual del Sistema Nacional Interconectado (SNI)

4.1.1.- Características Generales del SNI

El SNI se encuentra formado en su totalidad por más de 300 barras, alrededor de 60 unidades de transformación, más de 40 cargas concentradas, cientos de kilómetros de líneas de transmisión, muchas unidades de generación, disyuntores, etc.: Para propósito de este trabajo se ha considerado al SNI representado por: 80 barras, 100 tramos de líneas de transmisión, 47 unidades de transformación, 24 estaciones de generación y 32 cargas concentradas. Todos éstos datos los describimos como sigue:

a) Características de las cargas.

Las cargas del SNI se encuentran representadas en 32 barras, siendo la carga total del sistema 1774.10 MW de potencia activa y 528.10 MVAR de potencia reactiva. En la tabla 4.1 se presentan en detalle los valores de cada una de ellas, las cuales se describen con el nombre y número de la barra en que se encuentran conectadas.

En el sistema se encuentran representadas varias cargas concentradas descritas a continuación:

- ↳ La barra Pascuales (27) abarca las cargas de Emelgur y Emelec
- ↳ La barra Salitral (31) está comprendida por la carga conectada a las subestaciones Salitral y Planta Vapor Guayaquil.

- 4 La barra S/E 19 (56) abarca la carga de dicha subestación más la que se encuentra en Pomasqui.
- 4 En la barra Ambato y Latacunga (90) se representa las cargas y generaciones de éstas dos subestaciones.

También hemos representado la carga del sistema Guayaquil dividida en cinco subestaciones: Pascuales, Policentro, Salitral, Planta Vapor Guayaquil y Trinitaria. En cada una de las subestaciones se indican el voltaje y capacidad de cada una de sus transmisiones; así como también las alimentadoras que pertenecen a cada transmisión. Todo esto se detalla en la tabla 4.2.

b) Capacidad de las Centrales de Generación del SNI

En la tabla 4.3 se describen las características de las centrales de generación como: el nombre y número de la barra a la que están conectadas, el número de unidades de generación, los KV y MVA nominales; así como también el tipo de generación; ésto es, hidráulica, a vapor, a gas o diesel. Al final de esta tabla se indica la capacidad de generación instalada del sistema.

c) Datos de las subestaciones de transformación

Los bancos de transformadores que existen en el sistema los encontramos en detalle en la tabla 4.4 donde se describe el nombre de la subestación, de las barras a las que barra están conectados los transformadores, la relación de voltaje, la capacidad en MVA, la reactancia del transformador, la impedancia en la base propia y en la base de 100 MVA.

d) Características de las líneas de transmisión

Aquí se indican los nombres y números de las barras a las cuales están conectadas, el voltaje de transmisión, número de circuitos trifásicos, capacidad de transporte de potencia en MVA, y la longitud de cada una

de las líneas en Km, características que se detallan en la tabla 4.5. Adicionalmente a continuación se mostrará en un pequeño cuadro, las características de impedancia de las líneas existentes en el sistema nacional interconectado, en donde se realiza una clasificación de las líneas en función del tipo de conductor utilizado, el voltaje de transmisión, y se indica la impedancia de las líneas en p.u. por cada kilómetro de longitud, como sigue:

Voltaje Kv	Tipo de Conductor MCM	R + jX	
		p. u. Por cada Km Base 100 MVA	
230	1113	0.011	0.093
138	477	0.071	0.261
	397.5	0.085	0.265
	266.8	0.121	0.245
	636.0	0.053	0.255

4.1.2.- Condiciones recomendables para la operación

Para nuestro estudio de flujo de carga en demanda máxima debemos determinar ciertas condiciones de operación permisibles, las cuales deberán estar orientadas para que todas las variables del sistema (ya sean estas: voltaje, generación de potencia reactiva, flujos, taps, etc.) funcionen de manera coherente, es decir, que los generadores no deben de sobrecargarse, que los voltajes en las barras permanezcan dentro de los límites establecidos, que las líneas y los transformadores no se sobrecargen en la transmisión de potencia, etc. Por esta razón estableceremos un rango de valores permisible para los voltajes de las barras; para las generaciones de potencia reactiva y para la transmisión de potencia en las líneas en donde el sistema funcionará adecuadamente. Para los voltajes estableceremos las siguientes condiciones:

En las barras de 230 Kv el límite superior de tensión permitido es de 1.050 p.u., y el límite inferior es de 0.960 p.u. Para las barras de 138 Kv. El límite de tensión superior será de 1.050 p.u., mientras que el límite inferior tendrá un valor de 0.955 p.u. En el caso de las barras de 69 Kv los valores permitidos serán de 1.055 p.u. y 0.950 p.u. para los límites superior e inferior respectivamente. A nivel de las barras de 13.8 Kv el límite superior permitido es de 1.05 y el inferior 0.94. Todos estos límites se muestran en la siguiente tabla:

Voltaje Kv	Límite Superior p.u.	Límite Inferior p.u.
230	1.050	0.960
138	1.050	0.955
69	1.050	0.950
13.8	1.050	0.940

Los límites de potencia reactiva son establecidos de acuerdo a la capacidad de generación de las centrales del sistema. Los valores máximos de capacidad de transmisión de potencia de las líneas son establecidos en función de las características propias de las mismas. Para los transformadores con intercambiador automático de tap's (LTC), estableceremos el rango de los valores de tap entre 0.9 y 1.1 p.u.

4.1.3.- Análisis de Resultados

A. Resultados mostrados por el programa

Los valores de voltaje, generación y carga del SNI utilizados para elaborar nuestra base de datos (**Anexo A**) fueron obtenidos de un flujo de carga para demanda máxima que nos facilitaron en el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE. Después de haber realizado la corrida de ésta base, el programa ANAREDE imprime un archivo de resultados de extensión PRN, el cual es mostrado en el **Anexo B** y nos presenta los siguientes valores:

1. El número de iteraciones que el programa necesitó para llegar a la convergencia, el cual fue de 22.
2. El número total de barras, generadores, transformadores y circuitos que posee nuestro sistema de potencia analizado y los máximos valores permitidos por el programa para cada uno de éstos componentes del sistema.
3. Un listado de la generación del sistema donde se indica el nombre, número, tipo, magnitud y ángulo de tensión de cada barra, la generación de potencia activa y reactiva.
4. Presenta un listado donde se muestra las barras de referencia existentes en el sistema.
5. Un listado de todos los flujos de potencia activa o reactiva existentes entre todas las barras del sistema, incluyendo el valor del tap ajustado en los transformadores.
6. Se muestra la generación total del sistema, las cargas conectadas, los reactivos totales inyectados en las barras por bancos de capacitores y las pérdidas totales en MW y MVAR.
7. Nos muestra las barras que sobrepasan su capacidad de potencia reactiva, cuyo valor es ajustado por el mismo programa.
8. Se muestra el resultado de los flujos en los transformadores donde se indica el valor del tap actual y sus correspondientes límites de tap, esto es, en los transformadores con LTC. El programa nos presenta a continuación del tap de los transformadores una letra (I, F, S, *), el significado de éstas letras se describe a continuación:
 - a) La letra **I** indica que para los transformadores de tap variables el programa le ha ajustado su valor mínimo a esa barra, es decir, este valor sobrepasó el tope mínimo;
 - b) La **S** indica que para los transformadores de tap variables el programa le ha ajustado su valor máximo a esa barra, es decir, este valor sobrepasó el tope máximo;
 - c) El ***** indica que para los transformadores de tap variables el programa muestra su valor actual;
 - d) La **F** indica que los tap de esos transformadores son fijos.

B. Ajustes realizados para la convergencia del programa

El programa especifica a todas las barras con un número de acuerdo a su estado: 0 de carga, 1 de control de voltaje, 2 barra de referencia, 3 de carga con límite de control, y -1 son las barras tipo PV en las cuales la generación de potencia reactiva sobrepasa los límites establecidos en la base, es decir se ha perdido el control de tensión en estas barras e internamente el programa las convierte en barras tipo PQ (fija la generación de potencia reactiva en el límite). Para solucionar éste problema una de las primeras opciones fue de no tomar en cuenta los límites de generación de potencia reactiva durante la corrida del flujo de carga, esto es no activar la opción **QLIM**, de ésta manera los generadores generarán potencia reactiva en la proporción necesaria para mantener el control de tensión en dichas barras. Después de esto se observó que los "-1" desaparecieron en los resultados. Aún así no fue posible considerar que los puntos operativos de los generadores sean los correctos, ya que por lo menos, un límite de generación fue violado y éste límite es función de la capacidad real de lo que cada máquina tiene que generar en potencia reactiva para una condición de tensión en particular. Lo que se hizo a continuación fue emplear la conexión de bancos de capacitores, en el caso de bajo voltajes en las barras; y de reactores cuando hubieron altos voltajes. Estos dispositivos se los colocó en la barras en que la generación de potencia reactiva sobrepasó los límites establecidos. Las barras en donde ocurrieron estos casos fueron: Loja (15), Pascuales (27), Vicentina (70), Riobamba (87), Ambato y Latacunga (90), y Planta Vapor Guayaquil (334). Después de esto se corrió un nuevo flujo de carga ejecutándose la opción **QLIM**, dando como resultado un mejoramiento de los niveles de voltaje, así como también en las generaciones de potencia reactiva.

C. Voltajes

En las primeras corridas los valores de voltajes más bajos ocurrieron en las barras: Loja (14) con 0.938 p.u., S/E 19 (55) con 0.928 p.u., S. Alegre (62) con 0.936 p.u., Ibarra (78) con 0.941 p.u. éstas barras a nivel de 138 KV; y las barras Puyo (107) con 0.939 p.u., Tena (109) con 0.910 p.u., Guaranda (112) con 0.943 p.u. éstas barras a nivel de 69 KV. Todas estas barras estuvieron fuera de los límites

preestablecidos. Después de realizar varias corridas y habiendo colocado bancos de capacitores en los lugares más críticos, se obtuvo un mejoramiento de los voltajes en las barras de 230, 138, 69 y 13.8 KV, con los siguientes resultados:

Nivel de voltaje	Voltaje en p.u.	Barra	No.
230 Kv.	1.014	Milagro	16
138 Kv.	0.952	S/E 19	55
138 Kv.	0.950	Ibarra	78
69 Kv.	0.952	Ibarra	77
69 Kv.	0.951	Tulcan	92
69 Kv.	0.951	Guaranda	112
13.8 Kv.	0.957	Guangapolo	72

Los valores de tensión más altos resultantes del flujo de carga a nivel de 13.8 Kv. estuvieron en las barras Paute AB (1), Paute C (70), C. T. Esmeraldas (53), y Agoyan (89), todas con un valor de 1.050 p.u. En referencia a las barras de 69 Kv la de mayor voltaje es de Pascuales (27) con 1.047 p.u. Las barras de 138 y 230 kv que poseen los voltajes más altos son Milagro (18) (1.132 p.u.) y Paute (3) (1.049 p.u.) respectivamente. Este resumen se muestra a continuación.

Nivel de voltaje	Voltaje en p.u.	Barra	No.
230 Kv.	1.047	Paute	3
138 Kv.	1.048	Milagro	18
69 Kv.	1.045	Pascuales	27
13.8 Kv.	1.050	Paute AB,	1
13.8 Kv.	1.050	Paute C	7
13.8 Kv.	1.050	C.T. Esmeraldas	53
13.8 Kv.	1.050	Agoyan	89

D. Generación de potencia

La central que posee la mayor generación es Paute C que entrega al sistema nacional interconectado 525.0 MW y 42.5 MVAR, mientras que las centrales que menos generan son: Loja y Tulcan con 2.0 MW +15.0 MVAR y 2.0 MW +115.4 MVAR, respectivamente tal como se muestra en el siguiente cuadro:

	MW	MVAR	Central
Generación más alta	525.0	42.5	Paute C
Generación más baja	2.0	5.0	Loja
	2.0	15.4	Tulcan
Generación total del sistema	1825.7	419.3	

E. Capacidad de Transmisión de potencia de transformadores y líneas.

En el resultado del flujo de carga, la capacidad de los transformadores y de las líneas de transmisión, se mantuvo dentro de los límites establecidos por las características propias de cada uno de éstos elementos. En las primeras corridas existía exceso de flujo en los transformadores, debido a los bajos voltajes existentes en las barras, esto hacía que el transformador trate de inyectar la corriente necesaria para suplir a las cargas, lo cual producía que el flujo se incrementara. Esto se solucionó colocando banco de capacitores, pues éstos ayudaron a incrementar el voltaje en las barras, y a disminuir el flujo en exceso que circulaba por los transformadores. Estos problemas ocurrían en las siguientes centrales de transformación: Quevedo 230-138, Quevedo 138-69, S/E 19 138-46, Vicentina 138-46. Después de realizar las últimas corridas con la ayuda de los capacitores también logramos que no exista sobrecarga de flujo de potencia en las líneas de transmisión en todo el sistema.

F. Pérdidas existentes

Las pérdidas fueron disminuyendo a medida que se mejoraban los voltajes, los flujos y la generación de potencia reactiva. Las pérdidas totales del sistema obtenidas fueron: 51.6 MW y 2.5 MVAR.

4.2. Análisis de estabilidad de estado estable del SNI

Una vez que hemos determinado las condiciones operativas del sistema mediante el flujo de potencia, analizamos la estabilidad de estado estable del sistema mediante la utilización del programa PACDYN. El programa PACDYN requiere de dos archivos de datos de entrada para modelar completamente el sistema de potencia: el archivo de datos de la red eléctrica y el archivo de componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas.

El archivo de datos de la red eléctrica es creado en el programa ANAREDE y es almacenado en un archivo histórico de forma binaria. Este archivo contendrá los resultados del flujo de carga del sistema. El nombre del archivo histórico deberá tener una extensión *. HIS y se lo deberá asociar con la unidad lógica #7 del menú FILE DEFINITION del programa PACDYN.

El archivo de datos de los componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas deberá ser elaborado en el programa PACDYN y se lo deberá asociar con la unidad lógica #1 del menú FILE DEFINITION del programa PACDYN. Este archivo deberá tener un formato de 80 columnas y una extensión *. DAT. Nosotros elaboraremos tres archivos de componentes dinámicos: un archivo donde las máquinas sincrónicas se las representa a través del modelo clásico, otro archivo donde las máquinas sincrónicas son representadas por el modelo completo, y otro archivo donde las máquinas son representadas por el modelo completo con reguladores de excitación representados. El ingreso de los datos de cada uno de éstos archivos se lo deberá realizar a través de una secuencia ordenada tal como se indica en la figura 7 del capítulo III.

4.2.1. Máquinas consideradas para el análisis de estabilidad del SNI

Para la elaboración de los archivos de componentes dinámicos debemos considerar los datos de todas las máquinas del sistema analizado. Nuestro sistema de potencia analizado contiene 24 máquinas sincrónicas de los cuales sólo conseguimos los datos de los parámetros de 20 de ellas. Los datos de las máquinas de Electroquil, Electroquito, Anibal Santos y Alvaro Tinajero no pudimos obtenerlos por lo que el programa PACDYN convertirá las barras de éstas 4 máquinas (Barras PV) en barras de carga negativa (Barras PQ) para compensar el sistema, ya que al no haber la misma cantidad de generación que existía en el flujo de potencia el programa tiene que disminuir la carga del sistema por eso hace ésta conversión.

El programa PACDYN tampoco considera los datos de los parámetros de las siguientes máquinas para el análisis de la estabilidad de estado estable: Loja 69Kv, Pascuales 69Kv, Vicentina 46Kv, Riobamba 69Kv, Planta Vapor Guayaquil 13.8Kv y la barra equivalente Ambato + Latacunga 69Kv, porque de acuerdo a los resultados del flujo de potencia éstas barras son del tipo -1 es decir son barras tipo PV (barras de tensión regulada) que han violado su límite de generación de potencia reactiva por lo que el programa las convierte en barras tipo PQ o barras de carga. Cabe indicar que mediante la opción QLIM del programa ANAREDE se logra controlar la generación de potencia reactiva de éstas 6 máquinas fijándolas en el límite violado pero su magnitud de tensión deja de ser controlada por lo que deja de ser una barra tipo PV y se convierte en una barra tipo PQ. Por esta razón el programa PACDYN no considera las condiciones terminales de éstas 6 máquinas.

Por lo tanto nosotros trabajaremos con los datos de las 14 máquinas restantes del sistema para realizar el estudio de estabilidad de estado estable. Estas máquinas son: Paute AB, Cuenca Paute C, Vapor 2 Salitral Inecel, Vapor 3 Salitral Inecel, Gas 4 Salitral Inecel, Manabí, Central Térmica Esmeraldas, Gas Sta Rosa, Guangopolo Ibarra, Pisayambo, Agoyán y Tulcán. Los datos de los parámetros de éstas máquinas son mostrados en la tabla 4.7

4.2.2 Representación de las máquinas sincrónicas del SNI por el modelo clásico.

Una vez que tenemos los datos de las máquinas sincrónicas del sistema podemos representarlas por cualquiera de los 5 modelos matemáticos disponibles por el programa PACDYN para el análisis de la estabilidad. Nosotros representaremos a las máquinas por dos de los cinco modelos disponibles, éstos son el modelo clásico y el modelo completo. Comenzaremos nuestro estudio representado las máquinas por el modelo clásico.

Para estudios en que el período de análisis es pequeño en comparación a $T'd_0$ (constante de tiempo del circuito abierto de eje directo), el modelo de representación de la máquina sincrónica deberá ser simplificado asumiendo el voltaje transiente interno de máquina de eje en cuadratura ($E'q$) constante durante el período de estudio. Esta asunción elimina la ecuación diferencial asociada con las características eléctricas de la máquina.

Una mejor simplificación del modelo de la máquina sincrónica es ignorar los efectos transientes asumiendo $X'd = X'q$ y mantener constante el enlace de flujo Ψ_{1q} (asociado con el eje q del circuito del rotor correspondiente a $X'q$). Con estas asunciones, el voltaje detrás de la reactancia transiente tendrá una magnitud constante. Este modelo simplificado de la máquina sincrónica se denomina modelo clásico. La ventaja del modelo clásico es que nos ofrece simplicidad y facilidad en los cálculos ya que nos permite representar el desempeño eléctrico transiente de la máquina por una fuente de voltaje de magnitud fija detrás de una reactancia transiente.

De ahí que para representar las máquinas sincrónicas por el modelo clásico (modelo #1 de PACDYN) en el archivo de componentes dinámicos solamente requerimos de los siguientes datos:

- a) La potencia base en MVA de cada máquina
- b) La reactancia transitoria $X'd$ de cada máquina
- c) La constante de inercia H de cada máquina.

El registro de éstos datos se lo debe hacer de acuerdo al formato mostrado por la tabla 17 del capítulo III.

En este modelo, la amortiguación no es representada y la hipótesis de enlaces de flujo constante es válida para un período limitado de tiempo, por lo cual esta representación de la máquina sincrónica no es muy adecuada para realizar un análisis detallado de la estabilidad de estado estable del sistema por lo que se deberá utilizar un modelo más completo. El modelo clásico es más utilizado en un análisis de estabilidad transiente por la facilidad que ofrece en los cálculos con una cantidad mínima de datos. El archivo de componentes dinámicos donde las máquinas sincrónicas del SNI están representadas por el modelo clásico es mostrado en el apéndice D.

4.2.3. Representación de las máquinas sincrónicas del SNI por el modelo completo.

Para representar las máquinas sincrónicas por el modelo completo (modelo # 4 del PACDYN) debemos considerar las siguientes hipótesis:

- 1) Sólo representaremos las corrientes y voltajes de frecuencia fundamental, tanto del estator como del sistema al cual se halla conectada la máquina. No consideraremos las corrientes ni voltajes desbalanceados en su componente directa ni las armónicas.
- 2) Despreciaremos el efecto que puedan tener la forma de los polos durante un período subtransiente de la máquina. Esto es, la reactancia subtransiente de eje directo X''_d .

La hipótesis anterior es verdadera para un generador de rotor cilíndrico. Para un generador de polos salientes X''_q es un tanto mayor que X''_d , pero el efecto de asumir que X''_q es igual a X''_d es despreciable en el caso de análisis de estabilidad. El modelo completo presenta los devanados de amortiguación tanto de eje directo como de eje en cuadratura. El modelo completo requiere de 9 parámetros de la máquina sin considerar los efectos de saturación que serán despreciados. Estos parámetros son:

- 1) La potencia base en MVA
- 2) La reactancia subtransiente de eje directo (X''_d)
- 3) La reactancia transiente de eje directo (X'_d)
- 4) La reactancia sincrónica de eje directo (X_d)
- 5) La reactancia sincrónica de eje en cuadratura (X_q)
- 6) La constante de tiempo transiente de circuito abierto de eje directo (T'_d)
- 7) La constante de tiempo subtransiente de circuito abierto de eje directo (T''_d)
- 8) La constante de tiempo subtransiente de circuito abierto de eje en cuadratura (T''_q)
- 9) La constante de inercia (H)

El registro de cada uno de éstos parámetros en el programa debe hacerse de acuerdo al formato establecido por las tablas 17 y 18 del capítulo III.

El circuito equivalente de éste modelo es el de una fuente de voltaje constante detrás de una reactancia también constante, por tanto éste modelo es tan simple

como el modelo I en lo que concierne a la solución de las ecuaciones del sistema. Una vez que las condiciones del sistema son establecidas el proceso de cálculo de las corrientes del estator y del rotor así como la variación de los enlaces de flujo del rotor, es relativamente simple.

Las ventajas de éste modelo es que se puede representar los efectos del campo, los efectos de los devanados de amortiguación sobre las oscilaciones y los efectos de éstos devanados sobre la interacción que existe entre el campo y el estator.

Las desventajas de éste modelo son dos, la primera y más importante es que se requiere de más tiempo para realizar los cálculos que cualquier otro de los modelos, y la segunda es la cantidad de datos que se requieren para la representación de éste modelo. El archivo de componentes dinámicos donde las máquinas sincrónicas del sistema son representadas por el modelo completo es mostrado en el apéndice E.

4.2.4. Representación del regulador de tensión de las máquinas sincrónicas por el modelo I de la IEEE.

Muchos de los problemas en que se estudia el comportamiento transiente de los sistemas de excitación requieren el uso de computadoras. Por lo tanto es reconocido que la solución de los sistemas puede ser enormemente simplificada si un conjunto standard de modelos matemáticos pueden ser seleccionados. La IEEE formó un grupo de trabajo para estudiar la estandarización. Este grupo estandarizó la representación de los sistemas de excitación en cuatro tipos diferentes:

- 1) Sistema tipo 1. Acción continua de regulador y excitación.
- 2) Sistema tipo 2. Rectificador rotacional.
- 3) Sistema tipo 3. Estático con suministro de potencia y corriente terminal.
- 4) Sistema tipo 4. Acción no continua.

El modelo matemático tipo 1 es el que utilizaremos para representar nuestro sistema de excitación y es presentado en la figura 4.1. Este modelo utiliza un sistema en por unidad (p.u.) ajustando a 1 pu el voltaje nominal del generador y 1

pu el voltaje requerido por la excitatriz para producir el voltaje nominal del generador sobre la curva del entrehierro del mismo. Lo anterior significa que si el sistema no tiene carga y si se desprecia la saturación tenemos que $E = 1$ pu da exactamente $V = 1$ pu. Los símbolos utilizados en el modelo tipo 1 y su significado son presentados en la tabla 4.8.

Para estudios de estabilidad de pequeños disturbios los límites de voltaje del regulador, así como función saturación no son tomadas en cuenta. El valor de la constante de tiempo de filtro de entrada del regulador (T_R) es aproximadamente cero por lo que también se lo desprecia. De ahí que el modelo de regulador de tensión para todas las máquinas síncronas del SNI se simplifica a tres bloques: un bloque amplificador caracterizado por el factor de ganancia K_A y la constante de tiempo T_A ; un bloque excitador caracterizado por la ganancia del excitador K_E y la constante de tiempo del excitador T_E ; y un bloque de retroalimentación donde K_F y T_F son respectivamente la ganancia y la constante de tiempo del circuito de estabilización del regulador. La figura 4.2 nos muestra el modelo de regulador de tensión simplificado.

MODELO DE REGULADOR DE TENSION (TODAS LAS MAQUINAS)

PROGRAMA PACDYN

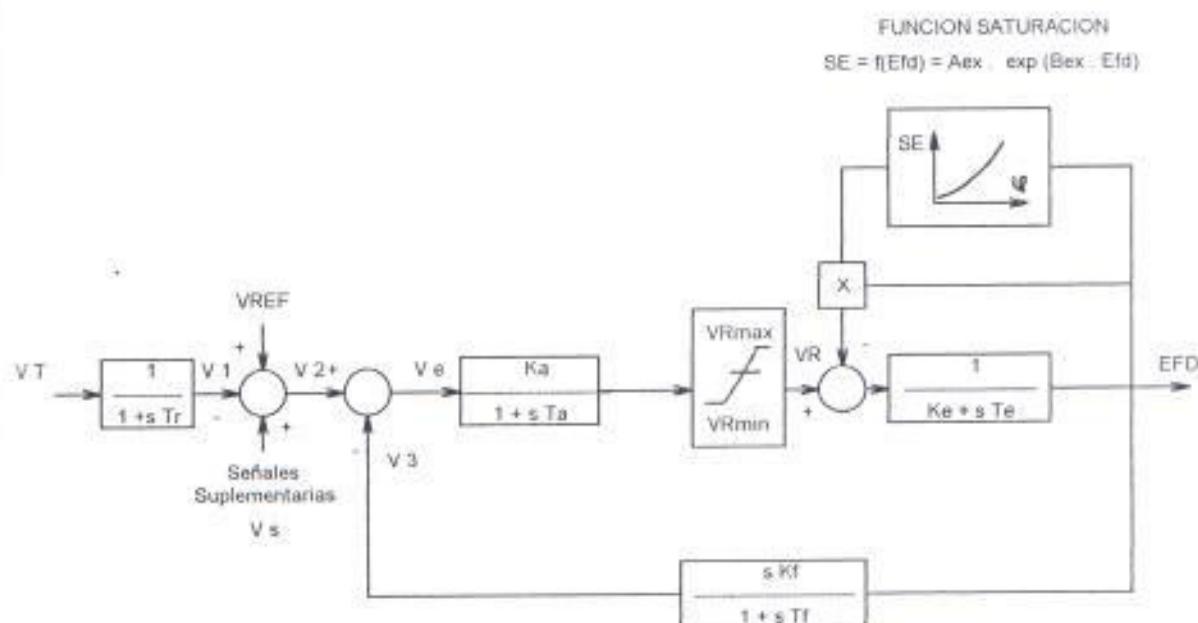


FIGURA 4.1

Representación de sistema de excitación "Tipo 1" para una acción continua de regulador y excitación.

Estabilidad de Estado Estable

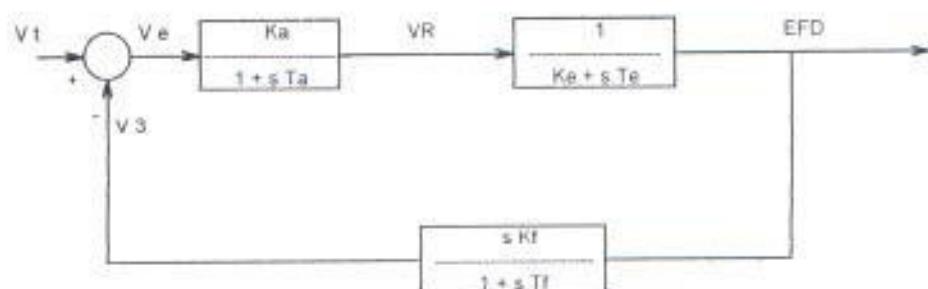


FIGURA 4.2

Modelo de regulador de tensión simplificado
(Para todas las máquinas)

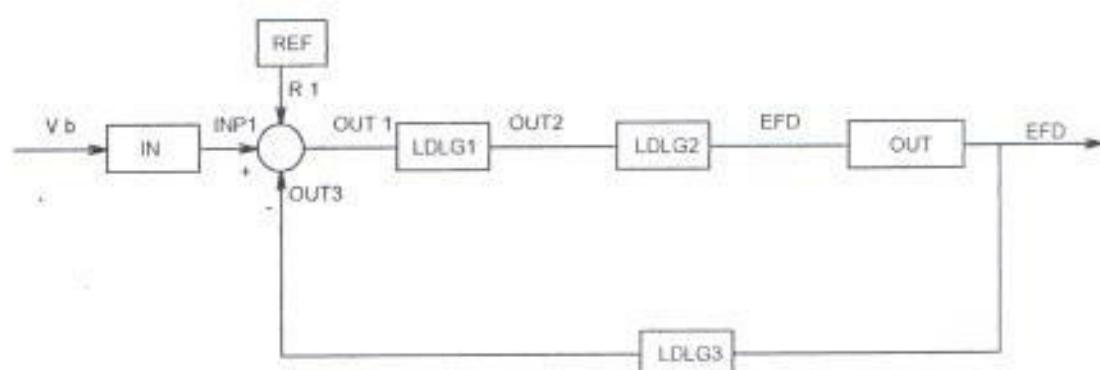
Los datos de los parámetros del regulador de tensión para todas las máquinas del SNI son mostrados en la tabla 4.9. El registro de éstos datos en el programa PACDYN se lo puede realizar de dos maneras:

- 1) A través de un formato ya establecido por el programa tal como se muestra en la tabla 3.19, y
- 2) A través de bloques CDU's cuyo registro de datos se lo realiza como indican las tablas 22 y 23 del capítulo III.

La figura 4.3 nos muestra el modelo regulador de tensión para todas la máquinas descrito a través de bloques CDU's. Aquí se representa el regulador de tensión por un bloque de salida, un bloque de entrada, un sumador, un bloque de referencia y tres bloques de adelanto- atraso (lead - lag).

Los archivos de componentes dinámicos donde las máquinas sincrónicas son representadas por el modelo completo y los reguladores de tensión por el modelo 1 de la IEEE simplificado son presentados en los apéndices F y G. En el apéndice F el registro de los parámetros de los reguladores de tensión de las máquinas es realizado a través del formato establecido por el programa, mientras que en el apéndice G el registro de los parámetros de los reguladores de tensión de las máquinas es realizado a través de bloques CDU's.

ESTABILIDAD DE ESTADO ESTABLE



Donde :

$$LDLG1 = K_a / 1 + s T_a$$

$$LDLG2 = 1 / K_e + s T_e$$

$$LDLG3 = s K_f / 1 + s T_f$$

FIGURA 4.3

Representación del regulador de tensión a través de bloques CDUs.

4.2.5. Cálculo de los valores y vectores característicos del sistema considerando las máquinas representadas por los modelos clásico, modelo completo sin reguladores y modelo completo con los reguladores de tensión representados

Una vez que se han elaborado los archivos de los componentes dinámicos para cada uno de los diferentes modelos de representación de las máquinas sincrónicas y de los sistemas de excitación, y que han sido definidos en el menú FILE DEFINITION del programa PACDYN procedemos al cálculo de los valores y vectores característicos del sistema.

Cálculo de los valores característicos.

Para el cálculo de los valores característicos del sistema debemos presionar la letra E en el menú principal del programa.- Luego se activará un segundo menú que nos presenta varios métodos que se pueden seleccionar para el cálculo de los valores característicos. Nosotros seleccionaremos el método de transformación QR para lo cual aplastaremos la letra Q (ver figura N° 4.4).

A continuación sale otro menú preguntando si se desea calcular los factores de participación (los factores de participación son indicativos de la relativa participación de los respectivos estados en los modos de oscilación correspondientes) para lo cual aplastamos la letra N indicando que no deseamos este cálculo. (ver figura N° 4.5)

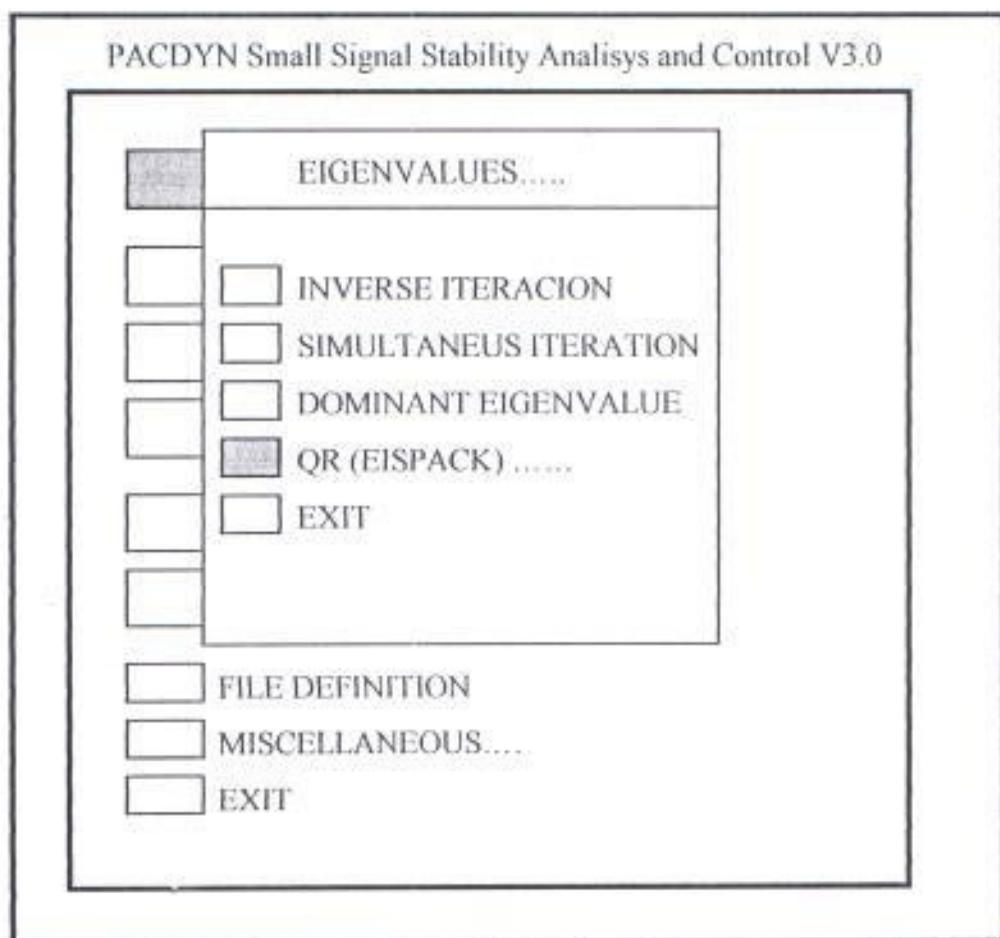


Figura N° 4.4

Menú para seleccionar el método para calcular los valores característicos del sistema

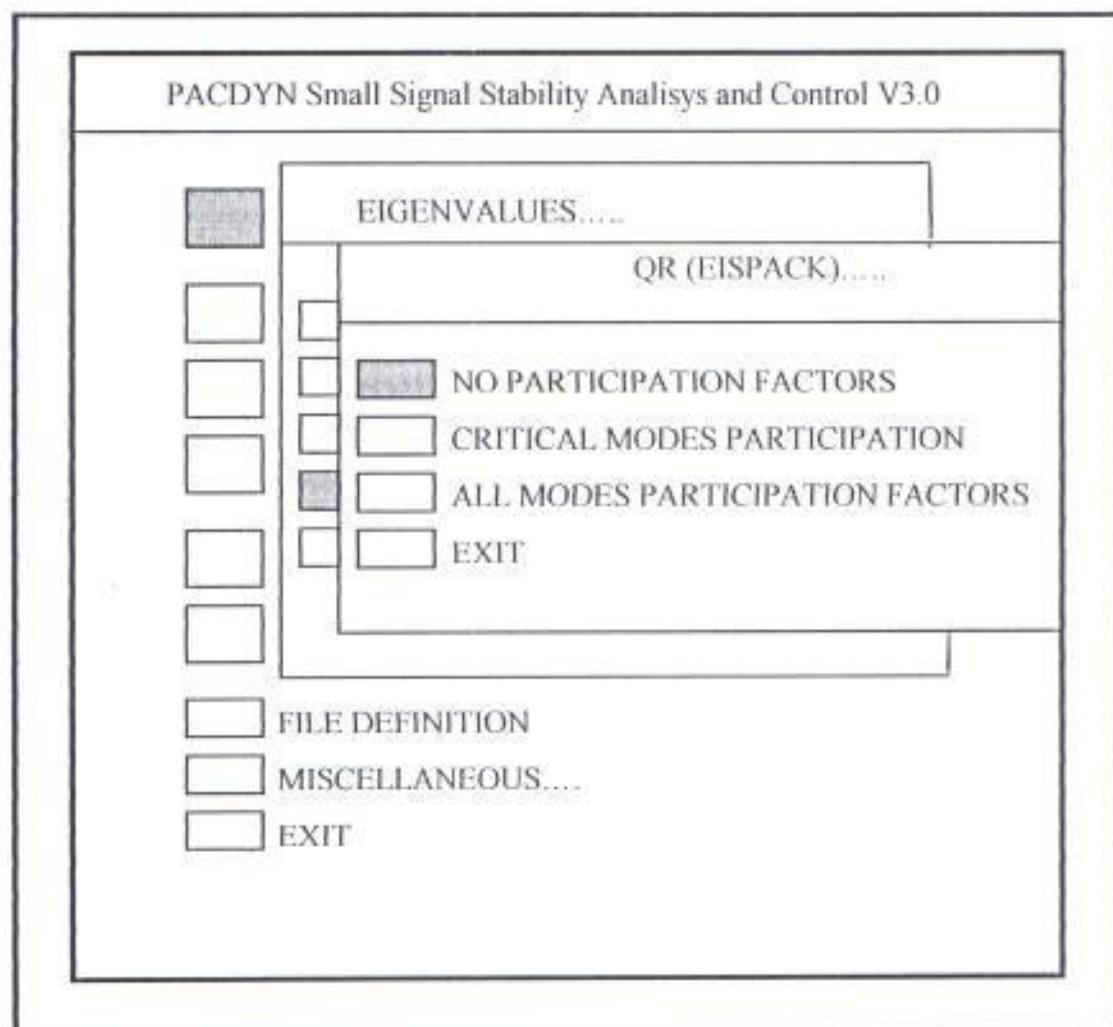


Figura N° 4.5

Menú para seleccionar la participación de factores

A partir de ese momento se comienza a ejecutar el programa, mostrando en la pantalla la lista de los valores característicos del sistema con sus respectivos factores de amortiguamiento.

Los valores característicos siguen un color patrón de acuerdo a sus factores de amortiguamiento:

Serán de color **azul** si sus porcentajes de amortiguamiento están entre el 5% y 100%

Serán de color **amarillo** si sus porcentajes de amortiguamiento están entre el 0% y 5%

Serán de color **rojo** si sus porcentajes de amortiguamiento están entre 0% y -100%

Los valores característicos de color rojo serán **inestables** y los azules serán **estables**. Al final de la lista de los valores característicos el programa presenta un menú donde el usuario puede obtener el gráfico de los valores característicos en el plano complejo si presiona la letra P. Luego presionando "ENTER" el programa retorna al menú gráfico del programa, donde al presionar la letra X se retorna al menú principal. Los valores característicos del nuestro sistema de potencia analizado para cada uno de los modelos de representación de las máquinas sincrónicas y sistemas de excitación son mostrados en los apéndices I, J, y K.

Cálculo de los mode shapes (tipos de modos de oscilación)

Como su nombre lo indica los modes shapes nos permiten calcular los tipos de oscilación electromecánicos del sistema para cada uno de los modelos de representación de las máquinas sincrónicas.

Si tenemos modos de oscilación que presentan coeficientes de amortiguamiento menor al 5% son considerados poco amortiguados por lo que deben ser objeto de un mayor análisis. El objetivo de este análisis es determinar de qué forma se puede actuar en el sistema para que los modos oscilatorios con bajo amortiguamiento cambien para una condición más amortiguada. Con la ayuda de los modes shapes podemos identificar los generadores más adecuados del sistema donde se puedan aplicar acciones de control para poder proveer amortiguamiento a éstos modos oscilatorios.

Un mode shape para un valor característico dado requiere del cálculo de sus vectores característicos los cuales pueden ser obtenidos a través del algoritmo de iteración inversa. Para seleccionar este método en el programa PACDYN debemos presionar la letra E donde aparecerá un menú con varios métodos para el cálculo de los vectores característicos donde para seleccionar el método de iteración inversa se deberá apstar la letra I (Ver figura N° 4.6).

Luego debemos ingresar el valor característico para el cual deseamos calcular sus modes shapes. El ingreso se lo debe realizar aplastando la letra A. En ese momento nos sale un cuadro donde se debe registrar el valor característico a ser estudiado. El programa comenzará a ejecutarse calculando los vectores característicos. Luego retorna al menú principal donde seleccionamos las letras R y M para calcular los mode shapes como indica la figura N° 4.7.

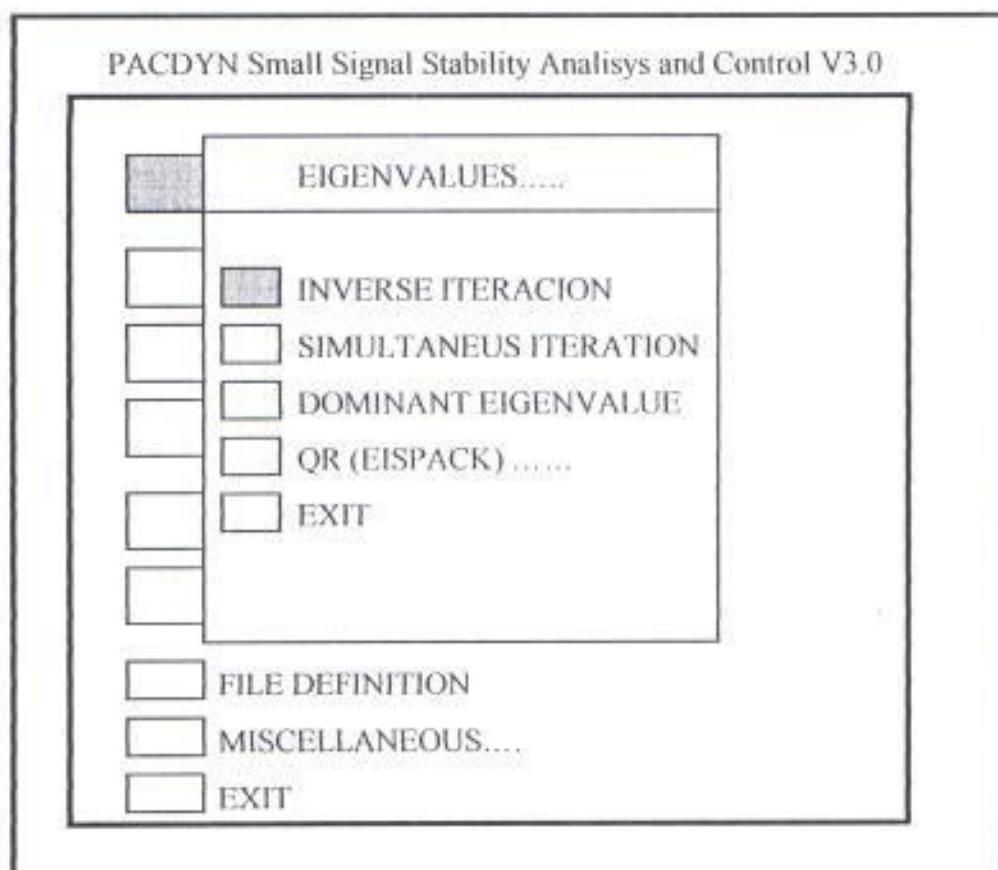


Figura N° 4.6

Menú para seleccionar el método para calcular los vectores característicos del sistema

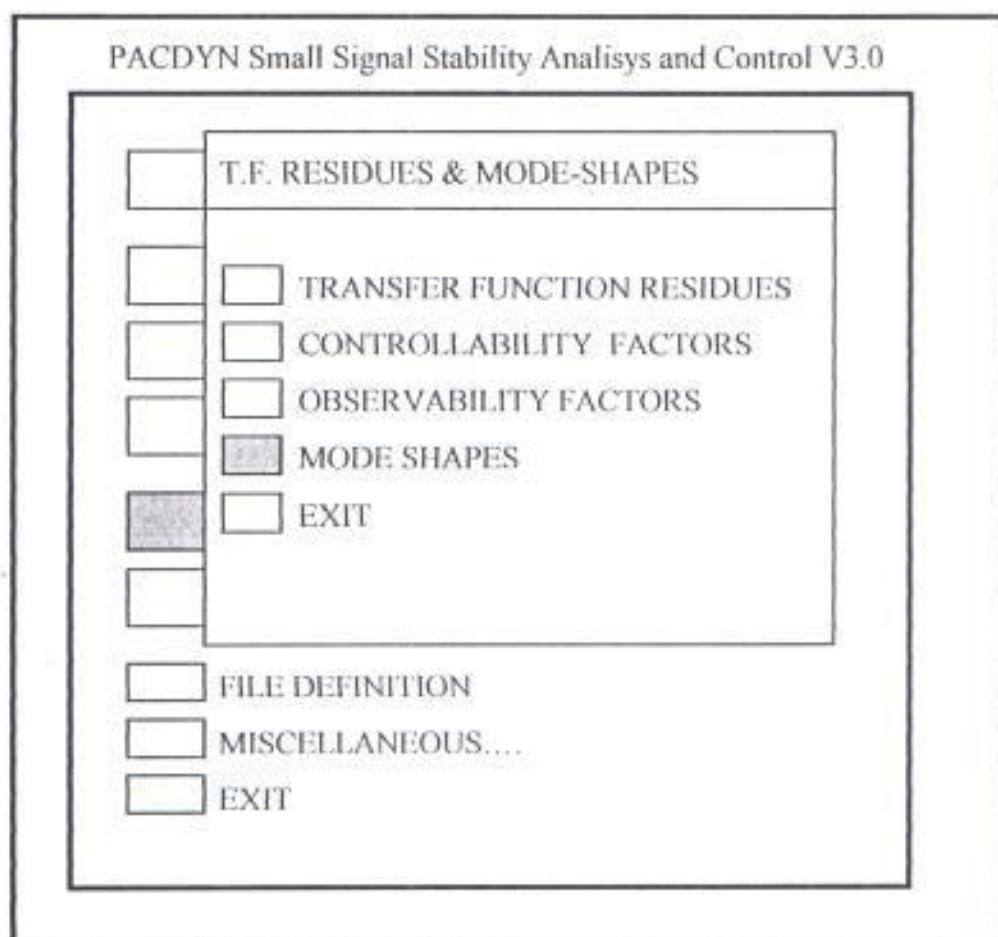


Figura N° 4.7

Menú para calcular los modos shapes

A continuación el programa nos calcula las componentes del vector característico asociado a las variaciones de velocidad de los rotores (variable WW) y a las variaciones de las frecuencias terminales de las barras (variable $FREQ$). Además el programa nos permite obtener la gráfica de éstas componentes calculadas en forma de diagrama fasorial. Los apéndices I, J, K nos muestran los modos shapes calculados para cada uno de los valores característicos del sistema cuando las máquinas son representadas por los modelos clásico y completo, y los sistemas de excitación por el modelo I de la IEEE.

4.2.6. Diseño de la señal estabilizadora.

Cuando tenemos un modo de oscilación inestable (factor de amortiguamiento negativo) se requiere hacer un análisis más detallado para identificar su naturaleza y definir las acciones estabilizadoras más efectivas. A más de los *modes shapes*, los residuos de la función de transferencia, los ceros de la función de transferencia y la respuesta de frecuencia de la función de transferencia nos permiten determinar los generadores más adecuados donde se pueda colocar una señal estabilizadora y establecer los parámetros de dicho estabilizador.

a) Residuos de la función de transferencia.

Los residuos de función de transferencia son útiles para determinar los lugares más efectivos para colocar dispositivos estabilizadores para amortiguar un modo de oscilación dado. Para calcular los residuos previamente se debe haber calculado los vectores característicos del sistema. Para activar la función residuos de la función de transferencia se debe presionar la opción R en el menú principal seguido de la opción R del menú de residuos y *modes shapes* tal como muestra la figura 4.8.

Luego el usuario debe escoger el valor característico inestable para ser analizado. A continuación, se debe especificar la función de transferencia para el cual los residuos son requeridos. Nosotros especificaremos como función de transferencia de entrada al regulador de voltaje automático de referencia (V_{REF}) de los generadores y como la función de transferencia de salida a la velocidad angular del rotor del generador (WW) por lo que tendremos: $\omega(s) / V_{ref}(s)$ donde $i = 1, \dots, n_g$ (donde n_g es el número de generadores del sistema que para nuestro caso son 14).

Una vez que se ha definido la función de transferencia el programa calcula los residuos presentándolos en forma normalizada junto con su diagrama fasorial. El generador que tenga un residuo de magnitud uno será considerado como el más adecuado para colocar una señal estabilizadora para amortiguar el modo inestable.

Cabe indicar que la información de los residuos de la función de transferencia es necesaria **pero no suficiente** para definir correctamente todas las localizaciones estabilizadoras necesarias. Como uno o varios lazos estabilizadores son cerrados, la trayectoria y posición final en el plano complejo de los polos críticos dependerá de la localización de los ceros de la función de transferencia. Un cero de la función de transferencia cercano a un valor característico inestable inhibe la estabilización del sistema a través de ese lazo de control porque éste valor característico será atraído al cero como la ganancia estabilizadora será elevada al infinito. Por lo tanto las funciones de transferencia indicadas por la información de residuos como las más apropiadas deberán ser ratificadas por la información de la localización de sus ceros.

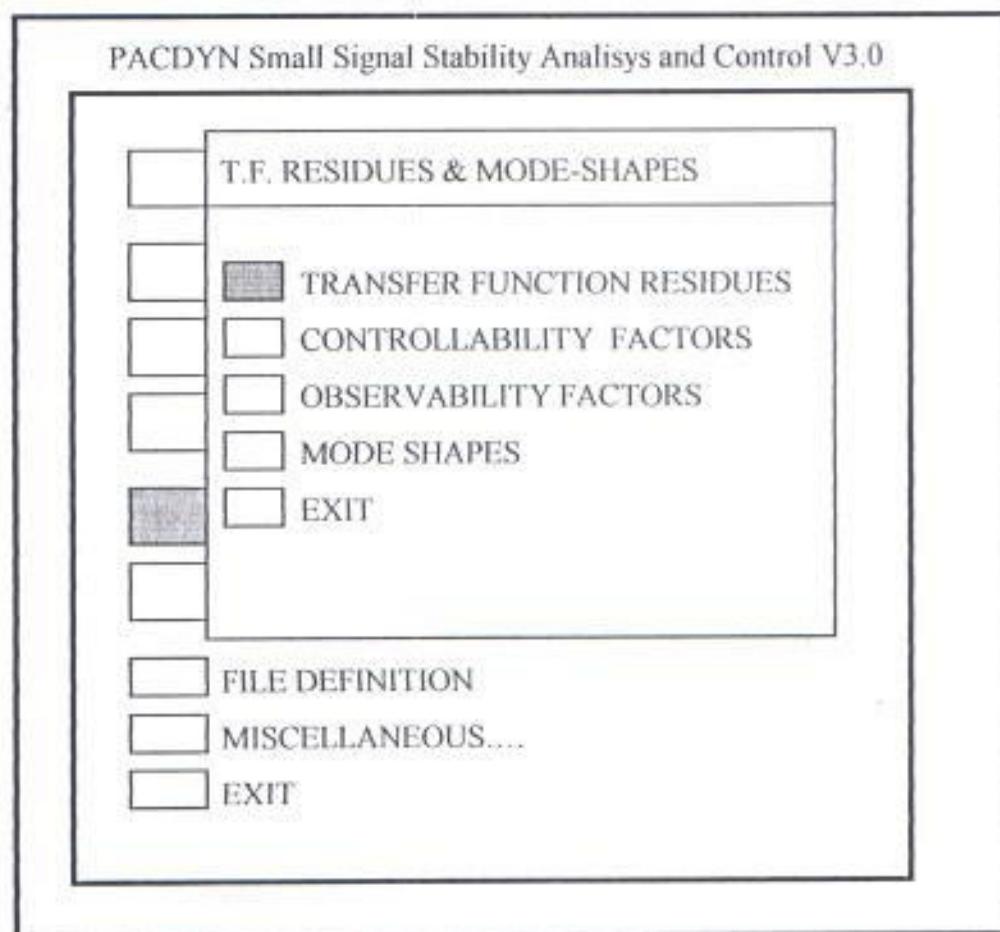


Figura N° 4.8

Menú para calcular los residuos de la función de transferencia

b) Ceros de la función de transferencia.

La localización de los polos de la función de transferencia determinan la facilidad o dificultad con la que el sistema dinámico puede ser controlado desde un lazo de control dado. Los polos de la función de transferencia son los valores característicos de lazo cerrado del sistema cuando ésta función de transferencia es cerrada a través de un lazo de retroalimentación de ganancia infinita.

Mediante los residuos de la función de transferencia se puede determinar el generador más adecuado para colocar el dispositivo estabilizador para amortiguar el modo inestable. Sin embargo, antes de diseñar el estabilizador es conveniente determinar las localizaciones de los polos para la función de transferencia.

El método QZ puede determinar con precisión todos los polos de una función de transferencia dada. Sin embargo, como es un método muy complicado y costoso uno puede asumir que una ganancia infinita se la puede representar como una ganancia con un alto valor numérico (10^k) y entonces se puede utilizar el método QR.

Para activar la función relacionada al cálculo de los polos de una función de transferencia dada, el usuario debe presionar la letra Z en el menú principal, luego se elige el método para calcular los polos, en nuestro caso escogeremos el método QR por lo que aplastaremos la letra Q del menú principal tal como se muestra en la figura 4.9. A continuación se deberá tipear la información necesaria para identificar la función de transferencia requerida. A partir de ese momento el programa comienza a calcular los polos de la función de transferencia definida.

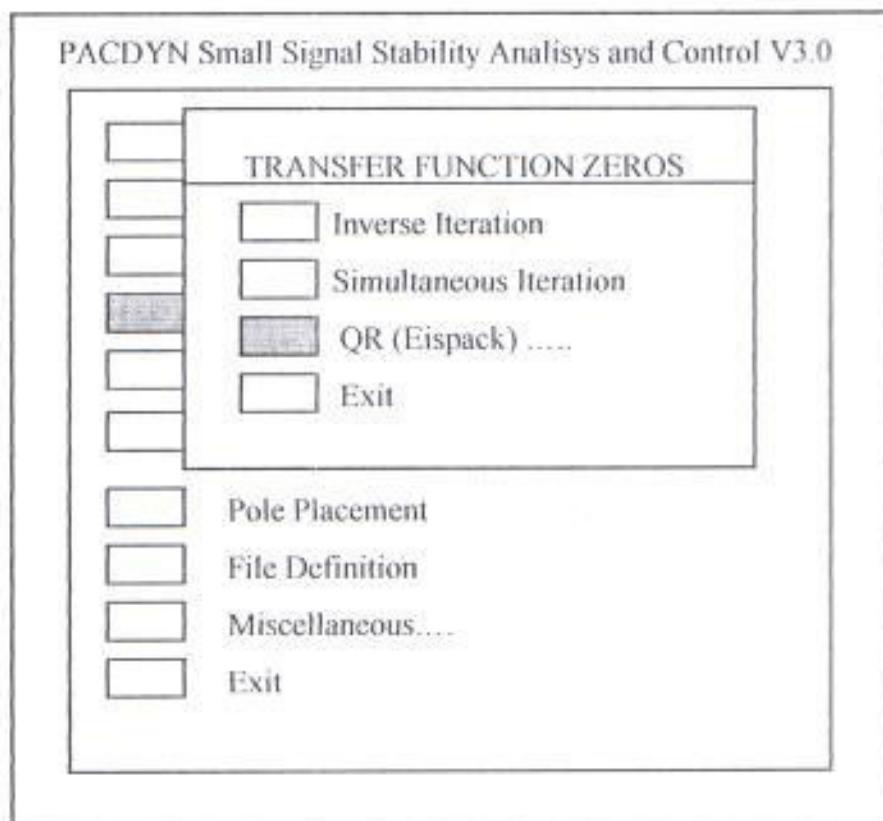


Figura 4.9

Menú para seleccionar el método para calcular los ceros de la función de transferencia

c) Respuesta de frecuencia de la función de transferencia.

El análisis de la respuesta de frecuencia de la función de transferencia junto con el análisis de los ceros de la función de transferencia, permiten asegurar el buen desempeño del controlador antes de su instalación. Los gráficos de respuesta de frecuencia son utilizados en el diseño del controlador para determinar la ganancia y la compensación de fase adecuada de los lazos de control.

La función respuesta de frecuencia es activada del menú principal presionando dos veces la letra F tal como se muestra en la figura 4.10. Luego se debe especificar la función de transferencia del sistema registrando sus variables de entrada y de salida. El rango deseado para el gráfico de respuesta de frecuencia debe ser especificado en

rad/seg. Este rango puede ser subdividido en varios intervalos con diferentes pasos de incrementos. El número total de puntos calculados no deberá exceder 500.

El programa puede generar dos gráficas de respuesta de frecuencia el diagrama de Bode y el diagrama de Nyquist. Generalmente se utiliza el de Nyquist para el diseño del estabilizador. El criterio de estabilidad de Nyquist es un método de respuesta de frecuencia para el mejoramiento de la estabilidad de los sistemas de simple entrada-simple salida. Supongamos que la función de transferencia de lazo cerrado $G(s)/1+G(s)H(s)$ tiene m polos de lazo abierto (valores característicos) inestables y no contiene polos en el eje imaginario. El criterio de estabilidad de Nyquist establece que el sistema de lazo cerrado es estable si y solamente si el diagrama de Nyquist de $G(s)H(s)$ envuelve el punto -1 del plano complejo exactamente m veces en la dirección contraria al reloj.

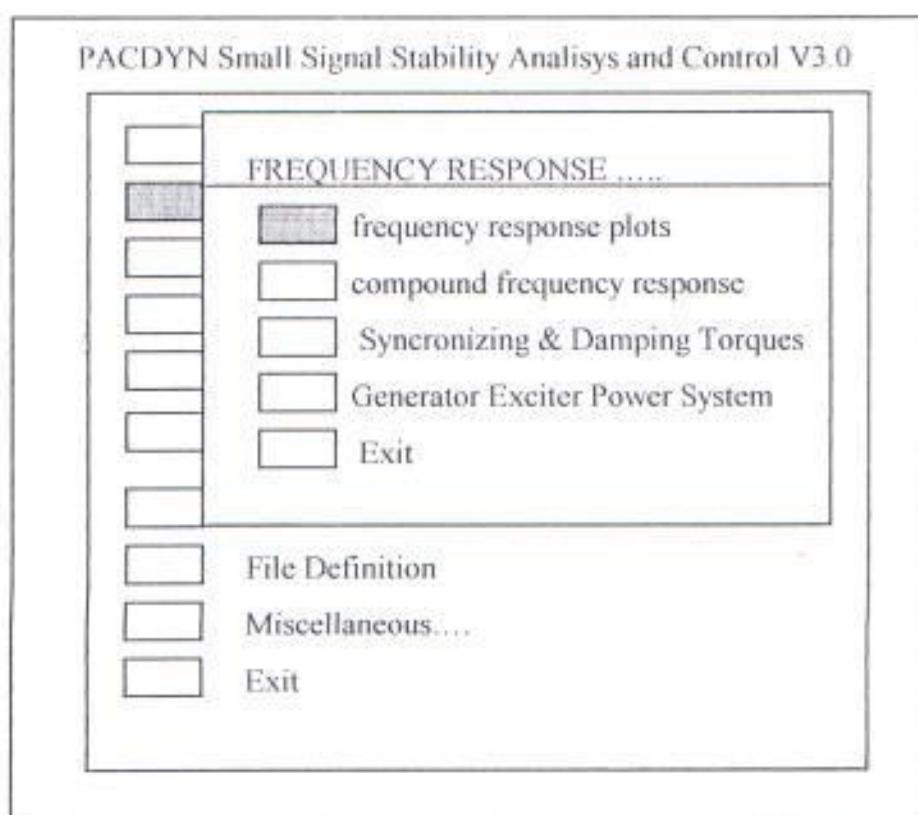


Figura 4.10

Menú para el cálculo de la respuesta de frecuencia de la función de transferencia

El programa nos permite compensar el sistema de dos maneras:

- automáticamente, con los parámetros estabilizadores sugeridos por el programa
- manualmente, con los parámetros especificados por el usuario.

La compensación automática contiene los parámetros de la señal estabilizadora calculados por el programa de acuerdo a un criterio fijado. La compensación realizada debe permitir un buen amortiguamiento para los modos electromecánicos y los modos de excitación.

Una vez que se han obtenido los parámetros de la señal estabilizadora para amortiguar el modo de oscilación inestable éstos deben registrarse en los archivos de componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas a través de bloques de control básico que pueden ser del tipo G (ganancia) , L (lead-lag) o P (polinomial) conectados en cascada. El apéndice H nos muestra el archivo de componentes dinámicos de las máquinas sincrónicas del sistema donde se ha registrado los parámetros de un estabilizador de 4to orden . Una vez que se ha registrado el estabilizador se vuelven a calcular los valores característicos del sistema, donde se podrá observar que el modo inestable ha desaparecido y se ha logrado mejorar el amortiguamiento del sistema. El apéndice L nos presenta los valores característicos del sistema obtenidos cuando se ha aplicado una señal estabilizadora al sistema de excitación de un generador.

4.2.7. Análisis de resultados.

Para el modelo clásico:

En el apéndice I se presentan los resultados del sistema cuando las máquinas son representadas por el modelo clásico. Aquí observamos que todos los valores característicos resultantes tiene la parte real igual a cero, esto se debe a que en el modelo clásico se desprecian los torques amortiguadores o asincronos ($K_D = 0$) por lo que las oscilaciones de las unidades del sistema son no amortiguadas. Como los factores de amortiguamiento de los modos de oscilación del sistema son ceros el programa les asigna un color amarillo que representa la baja amortiguación.

La tabla 4.10 nos muestra los valores característicos obtenidos en éste modelo, la frecuencia en hertz y la relación de amortiguamiento de cada modo de oscilación. Los dos últimos valores característicos del sistema ($\lambda = 0 \pm j 0.0032406$) presentados en ésta tabla son aproximadamente igual a cero debido a que existen variables de estado redundante de ahí que reciben el nombre de valores característicos ceros. Uno de éstos valores característicos cero se debe a la falta de un ángulo de referencia del rotor. Es decir, si los ángulos de los rotores de todas la máquinas son incrementados en un valor constante, la estabilidad del sistema no se verá afectada. El otro valor característico cero se debe a la asunción de que los torques del generador son independientes de la desviación de la velocidad ($K_D = 0$)

Los 13 modos representados por los valores característicos presentados en la tabla 4.10 son del tipo local de acuerdo a las componentes de los vectores característicos asociados a las variaciones de velocidad de los rotores (mode shapes de velocidad). Por ejemplo nosotros tomamos el valor característico $\lambda = 0 + j 7.6518$ para mostrar los modes shapes de velocidad. Observamos que el generador 79 (Ibarra) es el que mayor participación tiene en éste modo de oscilación y el generador 7 (Paute C) es el que menor participación tiene con una amplitud de oscilación de solamente 2.72% del experimentado por la barra 79. Así mismo observamos que los generadores 35 y 36, 81 y 92, 1 y 7 oscilan coherentemente y con la misma amplitud por lo que se puede deducir que éste modo es del tipo local porque hay oscilaciones entre los rotores de generadores que se encuentran cercanos unos a otros. Las oscilaciones presentadas en éste modelo tienen sus frecuencias entre 1.2 a 3.2 Hz que están dentro del rango típico de las oscilaciones del tipo local.

Debido a la simplicidad y sencillez de este modelo y a la no representación de la amortiguación no podemos realizar análisis más detallados con respecto a la estabilidad del sistema por lo que debemos recurrir a modelos más completos.

Para el modelo completo:

El apéndice J nos presenta los resultados para el modelo completo. Podemos observar que tenemos 70 valores característicos de los cuales 17 son complejos conjugados y corresponden a modos oscilatorios amortiguados, mientras que los demás valores característicos son reales y corresponden a modos no oscilatorios decrecientes. También observamos que los valores característicos 69 y 70 son casi ceros debido a la presencia de dos estados redundantes por lo que son ignorados.

Los valores característicos obtenidos tienen la parte real negativa y los factores de amortiguamiento son mayores de 5% por lo que podemos decir que el sistema es estable. Como los valores característicos son estables el programa les asigna el color azul.

La tabla 4.11 nos presenta los valores característicos obtenidos en este modelo, la frecuencia de oscilación en hertz y la relación de amortiguamiento de cada modo. De esta tabla podemos observar que los modos 43 y 49 son los que tienen los factores de amortiguamiento más bajos con 6.72% y 6.20% respectivamente. Los modos shapes de velocidad de estos dos modos son mostrados en el apéndice J. Para el modo de oscilación $\lambda = -0.6828 + j10.1334$ cuya frecuencia en hertz es 1.61 tenemos que el generador #53 (Esmeraldas) es el que mayor participación tiene, mientras que el generador #36 (Vapor Salitral 3 - Incecl) es el que menos participa ya que su amplitud de oscilación es de 1.65% de la que experimenta el generador #53. El tipo de oscilación de este modo es local.

Para el modo de oscilación $\lambda = -0.4466 + j7.1874$ cuya frecuencia en hertz es 1.14, tenemos que los generadores de mayor participación son el 35 y 36 (Vapor 2 y 3 de Incecl) mientras que el generador #48 es el que menor participa con 0,874% con respecto a lo que experimenta los generadores 35 y 36. El tipo de oscilación es local donde varios generadores oscilan coherentemente y con la misma amplitud. Basándonos en el cálculo de los modos shapes de velocidad de los demás modos de oscilación representados por los valores característicos presentados en la tabla 4.11 podemos decir que éstos son del tipo local o intermáquina.

Para el modelo completo con reguladores de tensión representados:

El apéndice K nos presenta los resultados para el modelo completo con los reguladores de tensión representados por el modelo 1 de la IEEE. Observamos que obtenemos 112 valores característicos donde 34 de ellos son complejos conjugados mientras que el resto son reales negativos. Los valores característicos complejos con parte real negativa representan modos oscilatorios amortiguados, mientras que los valores característicos reales negativos representan modos no oscilatorios decrecientes.

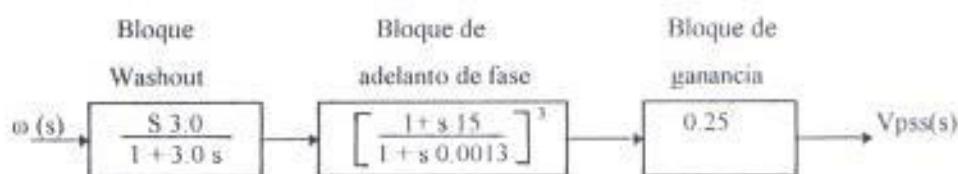
El valor característico $\lambda = 0.0000139874 + j 0.0049760$ es aproximadamente cero por lo que será ignorado. El resto de valores característicos no son ceros y tienen su parte real negativa con factores de amortiguamiento superior al 5% lo cual significa que el sistema es estable. El programa asigna a todos éstos valores característicos el color azul.

La tabla 4.12 nos presenta los valores característicos del sistema obtenidos para éste modelo, así como la frecuencia de oscilación en hertz y la relación de amortiguamiento. De aquí vemos que los modos de oscilación que tienen un factor de amortiguamiento bajo son el #52 y el #66 con 6.58% y 6.29% respectivamente. En vista de que no hemos tenido modos de oscilación inestables (factor de amortiguamiento negativo) no es necesario aplicar una acción de control que nos permita añadir amortiguamiento a dicho modo para hacerlo estable. Sin embargo para mostrar la metodología que se debe seguir en caso de que se presente dicha condición, vamos a aplicar una señal estabilizadora al sistema de excitación de un generador para mejorar el factor de amortiguamiento del modo de oscilación $\lambda = -0.4539 + j 7.2062$ que es de apenas 6.29%.

Al calcular las componentes de los vectores característicos asociados a las variaciones de velocidad de los rotores (Mode shapes de velocidad) y a las variaciones de las frecuencias terminales de las barras (Modes shapes de frecuencia) tenemos que el generador # 36 es el que mayor participación tiene en éste modo de oscilación, es decir que el modo de oscilación va a ser más observado por éste generador. Sin embargo debemos calcular los residuos de la función de transferencia para determinar con exactitud el lugar donde se deben colocar los dispositivos estabilizadores para mejorar el amortiguamiento del modo de oscilación. Nosotros definimos a nuestra función de transferencia como $V_{REF}/\omega\omega$ donde V_{REF} es el regulador de voltaje automático de referencia de los generadores y $\omega\omega$ son las velocidades angulares de los rotores de los generadores.

Al calcular los residuos de nuestra función de transferencia definida , tenemos que el generador # 35 es considerado como el más adecuado para colocar los dispositivos estabilizadores para mejorar el amortiguamiento del modo de oscilación $\lambda = -0.4539 + j 7.206298$. Para asegurar un buen diseño del estabilizador debemos realizar el análisis de la respuesta de frecuencia de la función de transferencia. Este análisis nos permitirá determinar la ganancia y la fase adecuada para compensar los lazos de control.

La figura 4.12 nos presenta el diagrama de Nyquist no compensado de nuestra función de transferencia. Así mismo el programa nos presenta en un cuadro los valores de los parámetros para compensar el lazo. La figura 4.13 nos presenta el diagrama de Nyquist de la función de transferencia considerando los parámetros estabilizadores sugeridos por el programa. Como se puede observar en ésta figura hay un buen margen de ganancia para los modos electromecánicos y de excitación. La figura nos presenta el estabilizador añadido al sistema de excitación del generador # 35.



Estabilizador utilizado en generador #35

El apéndice L nos presenta los valores característicos obtenidos cuando se ha aplicado la señal estabilizadora. Observamos que hemos logrado mejorar el amortiguamiento de todos los modos de oscilación en particular el modo #66 el cual hemos incrementado su amortiguamiento de 6.29% a 8.69% por lo que deja de ser el modo de oscilación con menor amortiguamiento cediéndole ese lugar al modo de oscilación # 56 que tiene un factor de amortiguamiento de 6.60%. También observamos que el sistema sigue siendo estable ya que todos sus valores característicos tiene su componente real negativa con factores de amortiguamiento mayores al 5%. Los modos de oscilación # 115 y # 116 son despreciables ya que sus valores son aproximadamente cero debido a la existencia de dos estados redundantes en la matriz de estado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de haber realizado el estudio de flujo de carga y el análisis de estabilidad para pequeños disturbios a nuestro sistema, utilizando las herramientas computacionales ANAREDE y PACDYN, podemos llegar a las siguientes conclusiones:

1. El programa ANAREDE permite ingresar los datos de los elementos del sistema de una manera ordenada y simplificada, facilitando el análisis del comportamiento del sistema.
2. También nos ofrece métodos iterativos modernos en los cuales podemos modificar el número de iteraciones, para obtener una mayor precisión en los resultados en la solución de las ecuaciones de flujos de potencia del sistema.
3. El programa ANAREDE nos permite realizar ajustes adecuados para controlar el voltaje de las barras, la potencia reactiva de los generadores, el flujo en las líneas, utilizando cambiadores automáticos de tap, conexión de capacitores y reactores, redespacho de potencia, cortes de carga; todo esto para lograr llegar a una condición aceptable de operación del sistema.
4. Este mismo programa en comparación con otros programas de flujos de carga, nos ofrece mayor flexibilidad, ya que se lo puede utilizar para analizar sistemas de potencia de hasta 3000 barras, 750 centrales de generación, 1800 unidades de transformación, 100 circuitos de transmisión, 1200 bancos de capacitores, etc., e inclusive se pueden examinar interconexiones entre varios sistemas.
5. El programa ANAREDE no solamente es útil para ejecutar estudios de flujo de carga, sino que también se lo puede emplear para el análisis de contingencias, redespacho de potencia y análisis de sensibilidad de tensión.
6. El programa PACDYN nos ayuda a determinar el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia durante pequeñas perturbaciones, usando técnicas de análisis lineal; ya que el hecho de considerar al sistema en régimen permanente, permite linealizar las ecuaciones diferenciales en torno al punto de operación y representar los elementos del sistema mediante modelos matemáticos preestablecidos.

7. La estabilidad de estado estable de un sistema es determinada mediante el cálculo de los valores y vectores característicos, los cuales están asociados a los diversos modos de oscilación existentes en el sistema. Para que un sistema sea considerado estable es suficiente que todos los valores característicos tengan su parte real negativa lo que conlleva a un factor de amortiguamiento positivo.
8. Si existen oscilaciones con bajo amortiguamiento u oscilaciones inestables en el sistema, deberá realizarse un análisis más detallado de dichos modos oscilatorios utilizando los vectores característicos, y será necesario tomar acciones de control, para lograr que estos cambien a una condición más amortiguada.
9. Cuando se incluyen señales estabilizadoras y sistemas de regulación de voltaje a las máquinas sincrónicas, se logra mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones existentes, alcanzando un mejor rendimiento del sistema.
10. El programa PACDYN también puede ser utilizado en las siguientes aplicaciones relacionadas con la estabilidad de pequeñas perturbaciones: en el mejoramiento de la estabilidad de voltaje, de la estabilidad electromecánica y problemas de iteración de control; así mismo permite determinar las barras más adecuadas en el sistema para colocar compensadores estáticos VAR que sirven para amortiguar las oscilaciones o prevenir inestabilidad del voltaje, finalmente el programa nos ayuda a realizar un análisis del impacto del modelo de carga en problemas de estabilidad electromecánicos y del voltaje.

A manera de recomendaciones se puede plantear lo siguiente:

1. Utilizar los programas ANAREDE y PACDYN para estudios de flujo de potencia y análisis de estabilidad de estado estable para diferentes condiciones de carga, generación, contingencias y diversas configuraciones de sistemas.
2. Conseguir los datos de los parámetros de todas las máquinas sincrónicas que se utilizarán para la elaboración de los archivos de componentes dinámicos para el análisis de la estabilidad de estado estable del sistema a ser estudiado, de tal forma que se obtengan resultados más precisos y así evitar que el programa convierta las barras de generación en barras de carga negativa para compensar la potencia del sistema.

3. Realizar un estudio de estabilidad más completo utilizando todos los modelos disponibles en el programa PACDYN, para representar a las máquinas sincrónicas y reguladores de tensión, ya que de poder simular estos modelos se logrará un incremento en el nivel de la estabilidad, alcanzando un mejoramiento en la calidad de la energía entregada al sistema de potencia.
4. A los estudiantes de Ingeniería Eléctrica en el área de Potencia, se les recomienda aplicar los programas ANAREDE y PACDYN, en estudios de estabilidad de pequeñas perturbaciones, ya que estas herramientas computacionales poseen métodos sofisticados de análisis, permitiendo una satisfactoria planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia.

B I B L I O G R A F I A

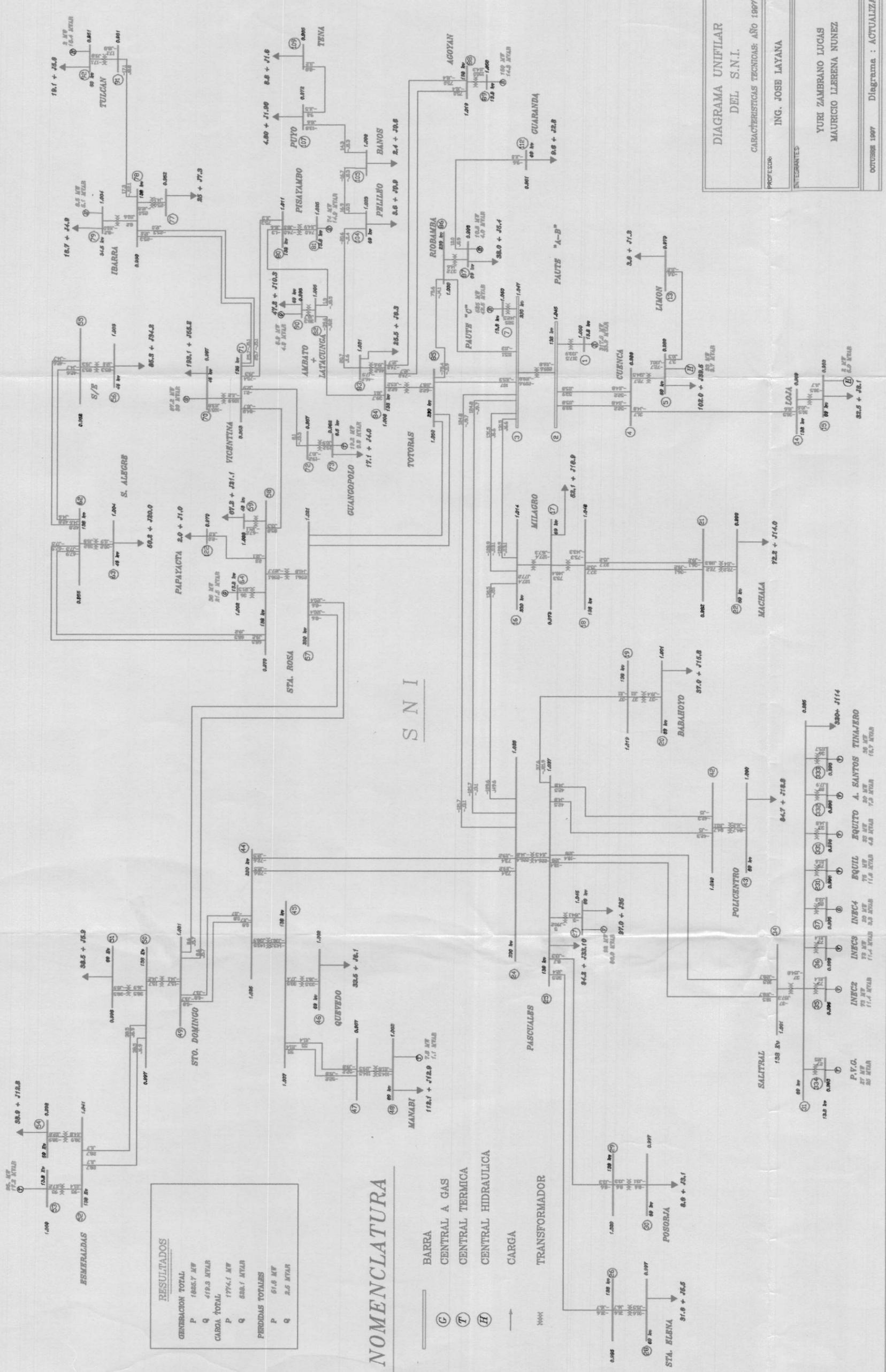
1. ANDERSON P.M. y FOUAD A.A. *Power System Control and Stability*, Primera edición, The Iowa State University Press, 1977
De este libro se consultó los siguientes capítulos:
 - Capítulo 7: Sistemas de excitación (Páginas 233 a 307).
 - Capítulo 8: Efecto de la excitación en la estabilidad (Páginas 309 a 366)
2. DA S. THOME MAURICIO, M. ALVES FLAVIO, BINATO SILVIO. *Manual del usuario del ANAREDE (Programa de Análisis de Redes)*, versión 05, CEPEL, Brasil, 1995
3. DORF C. RICHARD, *Sistemas Modernos de Control*, Segunda Edición, De Addison-Wesley Iberoamericana, E.U.A., 1989
De este libro se consultó el siguiente capítulo:
 - Capítulo 8 : Estabilidad en el dominio de la frecuencia (Páginas 307 a 368)
4. ENRIQUEZ HARPER, G. *Introducción al Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Segunda Edición, Ed. Limusa, México, 1978.
De este libro se consultó los siguientes capítulos:
 - Capítulo 8 : Estudio de flujos de carga (Páginas 159 a 174)
 - Capítulo 9 : Estabilidad transitoria en sistemas de potencia (Páginas 180 a 182)
 - Capítulo 13 : Estabilidad en el estado permanente en sistemas de potencia (Páginas 219 a 220)
5. GRAINGER JOHN, STEVENSON WILLIAM, *Análisis de Sistemas de Potencia*, Primera Edición, McGraw-Hill, Inc., USA, 1996.
De este libro se consultó los siguientes capítulos:
 - Capítulo 3: La máquina sincrónica (Páginas 81 a 127)
 - Capítulo 9: Soluciones de flujos de potencia (Páginas 309 a 352)

6. MARTINS NELSON, PINTO HERMINIO , LIMA LEONARDO. *Manual del usuario del PACDYN (Programa para el Análisis y Control de Estabilidad de Pequeñas Perturbaciones de Sistemas de Potencia de gran escala AC/DC)* , versión 3.0 , CEPEL, Brasil, 1994

7. KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*, Neal j. Balu , Mark G. Lauby, editores, Mc Graw-Hill Inc., Palo Alto, California

De éste libro se consultó los siguientes capítulos :

- Capítulo 1 : Características generales de los sistemas de potencia modernos (Páginas 3 a 16)
- Capítulo 2: Introducción al problema de estabilidad de los sistemas de potencia (Páginas 17 a 40)
- Capítulo 4: Parámetros de las máquinas sincrónicas. (Páginas 139 a 166)
- Capítulo 5: Representación de la máquina sincrónica en estudios de estabilidad (Págs 169 a 198)
- Capítulo 6: Análisis de flujo de potencia (Páginas 255 a 269)
- Capítulo 8: Sistemas de excitación (Páginas 315 a 375)
- Capítulo 12: Estabilidad de pequeñas perturbaciones (Páginas 699 a 822)
- Capítulo 17: Métodos para mejora de la estabilidad de pequeñas perturbaciones (Págs 1127 a 1165)



RESULTADOS

GENERACION TOTAL	
P	1825.7 MW
Q	419.3 MVAR
CARGA TOTAL	
P	1774.1 MW
Q	522.1 MVAR
PERDIDAS TOTALES	
P	51.6 MW
Q	2.0 MVAR

NOMENCLATURA

- BARRA
- (G) CENTRAL A GAS
- (T) CENTRAL TERMICA
- (H) CENTRAL HIDRAULICA
- CARGA
- XXX TRANSFORMADOR

DIAGRAMA UNIFILAR DEL S.N.I.

CARACTERISTICAS TECNICAS: AÑO 1987

PROFESOR: ING. JOSE LAYANA

INTEGRANTES: YURI ZAMBRANO LUCAS, MAURICIO LLIBRENA NUNEZ

OCTUBRE 1987 Diagrama : ACTUALIZADO